

# Endbericht

## Grundsätze der Entry-Exit-Tarifierung



Im Auftrag von: Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a,  
1010 Wien, Österreich

Erstellt durch: KEMA Consulting GmbH, Kurt-Schumacher-Str. 8  
53113 Bonn, Deutschland

Bonn, Mai 2012

## Inhaltsverzeichnis

Executive Summary .....	5
1. Einleitung .....	9
2. Status quo in Österreich.....	11
2.1 Überblick Gassektor Österreich.....	11
2.2 Derzeitiges Tarifsysteem.....	14
3. Ländervergleich .....	16
3.1 Vergleichende Länderanalyse .....	17
3.1.1 Tarifierungsmethode .....	17
3.1.2 Tarifstruktur.....	19
3.2 Ergebnisse der Länderanalysen .....	23
4. Das Entry-Exit-Modell .....	27
4.1 Gesetzliche Grundlagen.....	27
4.1.1 Europäische Union.....	27
4.1.2 Österreich .....	28
4.2 Funktionsweise Entry-Exit-Modell.....	31
5. Optionen und Empfehlungen für die Ausgestaltung des E/E-Modells in Österreich .....	35
5.1 Grundlegende Eigenschaften .....	35
5.1.1 Kapazitätsallokation .....	35
5.1.2 Kostenorientierung.....	38
5.1.3 Kostenverteilung .....	39
5.1.4 Tarifstruktur, Arbeits- und Leistungspreis .....	42
5.1.5 Kapazitätsprodukte mit unterschiedlicher Laufzeit.....	44
5.1.6 Unterbrechbare Kapazitäten.....	46
5.1.7 Wettbewerbsneutralität.....	47
5.2 Zusammenlegung von Netzen in einer E/E-Zone .....	48
5.2.1 Abgrenzung von Marktgebieten und Entry-Exit-System.....	48
5.2.2 Empfehlung.....	49
5.3 Frei vs. nicht-frei zuordenbare Kapazitäten, Minimierung der Vergabe von Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit .....	51
5.3.1 Einschränkung der freien Zuordenbarkeit.....	51
5.3.2 Rechtliche Erwägungen .....	52
5.3.3 Empfehlung.....	54
5.4 Entgelte für Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit .....	55
5.4.1 Vorteile und Nachteile der beschränkt zuordenbaren Kapazitäten .....	55

5.4.2	Rechtliche Erwägungen .....	56
5.4.3	Empfehlung zur Bestimmung der Entgelte .....	56
5.5	Ausgestaltung Auktionsmechanismus für Primärkapazitätsvergabe .....	59
5.5.1	Optionen für Kapazitätsvergabe .....	59
5.5.2	Rechtliche Erwägungen .....	61
5.5.3	Empfehlung zu Auktionsmechanismen im Primärmarkt.....	63
5.6	Ausgleichsmechanismen zwischen Netzbetreibern .....	66
5.6.1	Der Bedarf nach einem Ausgleichsmechanismus.....	66
5.6.2	Rechtliche Erwägungen .....	67
5.6.3	Optionen zur Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus.....	67
5.6.4	Empfehlung.....	69
5.7	Einheitliche vs. nicht-einheitliche Tarifierung von Entry- und Exit- Punkten .....	69
5.7.1	Optionen zur Gestaltung von Netzentgelten .....	69
5.7.2	Empfehlung.....	71
5.8	Netzzutritts- und Netzzugangsentgelte an Speicherpunkten.....	72
5.8.1	Aufgabe und Nutzen von Speicheranlagen beim Netzausbau .....	72
5.8.2	Rechtliche Erwägungen .....	75
5.8.3	Optionen Netzzutrittsentgelte .....	76
5.8.4	Empfehlung Netzzutrittsentgelte.....	77
5.8.5	Optionen Netznutzungsentgelte .....	77
5.8.6	Empfehlung Netznutzungsentgelte.....	77
5.9	Ausgestaltung des Zeitfaktors bei unterjährigen Vertragslaufzeiten.....	78
5.9.1	Motivation für zeitliche Differenzierung der Netzentgelte .....	78
5.9.2	Rechtliche Rahmenbedingungen .....	79
5.9.3	Empfehlung.....	80
5.10	Verrechnung von Verdichterenergiekosten.....	80
5.10.1	Verdichterenergiekosten .....	80
5.10.2	Ausgestaltungsmerkmale einer Kostenregulierung.....	82
5.10.3	Empfehlung.....	83
5.11	Gestaltung von LFZ-Ausschreibungen und –Entgelten.....	83
5.11.1	Rolle und Arten von Lastflusszusagen .....	83
5.11.2	Vergütung von Lastflusszusagen .....	85
5.11.3	Rechtliche Erwägungen .....	86
5.11.4	Empfehlung.....	88
5.12	Verwendung von Erlösen aus Auktionen .....	91
5.12.1	Optionen .....	91
5.12.2	Rechtliche Erwägungen .....	91
5.12.3	Empfehlung.....	92
6.	Modellierungsansatz und -ergebnisse .....	93

---

7. Zusammenfassung.....	96
Appendix 1: Länder Fact Sheets .....	98
Fact Sheet Belgien.....	98
Fact Sheet Deutschland.....	102
Fact Sheet Frankreich.....	106
Fact Sheet Italien .....	110
Fact Sheet Slowakische Republik .....	113
Fact Sheet Tschechische Republik .....	116
Appendix 2: Modellierung möglicher E/E-Tarifvarianten .....	119
Appendix 3: Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen und der Engpassmanagementverfahren nach Verordnung (EG) Nr. 715/2009.....	128

---

## Executive Summary

### Ausgangssituation

Österreich plant die Einführung des Entry-Exit-Modells. Die Umsetzung der entsprechenden Anforderung aus dem 3. Energiebinnenmarktpaket ist unumgänglich bzw. mit der Verabschiedung eines novellierten Gaswirtschaftsgesetzes im November 2011 und der Erstellung von Beschlussvorlagen der zugehörigen Marktregeldokumente bereits weit vorangeschritten.

Österreich hat drei Marktgebiete, wobei derzeit nur im Marktgebiet Ost Fernleitungsnetze vorhanden sind, und sich die Einführung des Entry-Exit-Tarifsystems auf dieses Marktgebiet beschränkt. Das Fernleitungssystem im Marktgebiet Ost wird durch drei Fernleitungsnetzbetreiber gebildet, die gegenwärtig noch getrennte Tarifsysteme für grenzüberschreitende Transporte (Transit) und die Inlandsversorgung verwenden.

Es war das Ziel des vorliegenden Berichtes, die verschiedenen Möglichkeiten für die grundsätzliche Ausgestaltung eines Entry-Exit-Tarifsystems auf Grundlage des entsprechenden EU-Rechtsrahmens herauszuarbeiten und Empfehlungen für die Umsetzung in Österreich abzugeben. Im Rahmen der Studie wurden konzeptuelle Lösungen dargestellt, internationale Erfahrungen ausgewertet und die Situation in Österreich analysiert. Zudem nahmen Vertreter von KEMA an der Konsultation der ECA mit Marktteilnehmern sowie an separaten Treffen mit den Netzbetreibern und dem designierten Verteilergebietsmanager teil.

Die Arbeiten an der vorliegenden Studie begannen erst im Oktober 2011, somit kurz vor der Verabschiedung der GWG-Novelle. Durch die im neuen GWG bereits enthaltenen Vorgaben wurde der Bewegungsspielraum für die im Rahmen dieser Studie abzugebenden Empfehlungen bereits deutlich eingeschränkt. Zu einem gewissen Teil basieren die vorliegenden Empfehlungen daher auch auf einer Auslotung des Spielraums, der nach den Festlegungen im GWG noch verbleibt; die Fragestellungen bewegen sich von der grundsätzlichen Ausgestaltung eines Entry-Exit-Tarifsystems ein Stück weit in Richtung der Klärung von Detailfragen. Der vorliegende Bericht findet eine Balance zwischen der Darstellung grundsätzlicher Alternativen zu möglicherweise durch das GWG bereits eindeutig entschiedenen Fragestellungen und der Betrachtung von Lösungsmöglichkeiten innerhalb des verbleibenden Spielraums.

### Internationale Erfahrungen

Für die Ausarbeitung der Ausgestaltungsoptionen und –empfehlungen für Österreich wurde zunächst eine Analyse sechs ausgewählter Länder durchgeführt: Belgien, Deutschland, Frankreich, Italien, Slowakei und Tschechien.

Im Ergebnis ließ sich dabei als weit verbreitete und erprobte Praxis die folgende Ausgestaltung von Entry-Exit-Tarifsystemen festhalten:

- Die Ausgangsbasis bilden regulierte Erlöse, die Regulierung enthält dabei eine Anreizkomponente.
- Integraler Bestandteil des Entry-Exit-Tarifsystems ist ein frei zugänglicher virtueller Handlungspunkt mit dem Bestreben die Marktgebiete so groß wie möglich zu wählen.
- Derzeit wird für die Primärkapazitätsvergabe nach wie vor weitgehend das First-Come-First-Served-Prinzip verwendet, zunehmend gewinnt jedoch auch die Auktionierung von Kapazitäten an Bedeutung (entsprechend EU-seitigen Vorgaben).
- Entgelte werden im Wesentlichen auf Basis der gebuchten Kapazitäten erhoben, in manchen Fällen wird auch eine arbeitsabhängige Entgeltkomponente zur Deckung der Verdichterenergiekosten verwendet. Eine darüber hinaus gehende Anwendung eines Arbeitsentgeltes ist selten.
- Während Tarife an Grenzübergangspunkten in der Regel örtlich differenziert ausgewiesen werden, findet eine örtliche Unterscheidung der Tarife für Inlandsauspeisungen nur selten statt.
- Standard-Kapazitätsprodukte werden im Einklang mit den EU-Vorgaben auf kurz- und langfristiger sowie auf fester und unterbrechbarer Basis angeboten. Gegenstromkapazitäten auf virtueller Basis - wenn eine physische Flussumkehr nicht möglich ist - werden üblicherweise ebenso angeboten. Nur in wenigen Fällen werden Kapazitäten mit Zuordnungsaufgaben bzw. einer Einschränkung der freien Zuordenbarkeit angeboten.

## **Empfehlungen**

### *Primärkapazitätsvergabe*

Angesichts der aktuellen Entwicklungen sollte der Vergabemechanismus auf der Verwendung von Auktionen basieren. Auch unter Effizienzgesichtspunkten ist die Versteigerung vorzuziehen, da es sich um eine marktbasierende Vergabemethode handelt. Als Auktionsmechanismus sollte eine explizite Preis-Volumen-Auktion angewendet werden, entsprechend der derzeit in der Diskussion befindlichen Vorgaben des ENTSO-G Netzkodizes für Kapazitätsallokation und –management.

Eventuell aus dem Auktionsmechanismus resultierende Mehrerlöse sollten zweckgebunden für die Beseitigung von Netzengpässen verwendet werden.

### *Kostenverteilung/Tarifberechnung*

Die Berechnung der Netznutzungsentgelte erfolgt durch Verteilung der genehmigten Kosten (zulässigen Erlöse) auf die Einspeise- und Ausspeisetarife. Um eine adäquate Signalwirkung zu erzielen, sollte die Berechnung der Tarife integriert für alle drei Netzbetreiber im Marktge-

biet Ost durchgeführt werden. Ausgangspunkt für die Kalkulation wären damit die für alle drei Netze zusammen genehmigten Erlöse. Die Kostenverteilung wird in zwei Schritten vorgenommen: Zunächst werden die genehmigten Kosten auf die einzelnen Netzteile (Leitungssegmente) und dann auf die verschiedenen Kapazitätsprodukte verteilt.

Die Berechnung der Tarife erfolgt auf Basis einer Optimierung nach der Methode der kleinsten Quadrate. Anforderungen und Randbedingungen für eine erfolgreiche Überleitung sowie im Hinblick auf die Vertretbarkeit und Nachhaltigkeit der Netznutzungsentgelte können bei der Optimierung berücksichtigt werden.

Die integrierte Tarifberechnung für das gesamte Marktgebiet führt zu dem Erfordernis eines Ausgleichsmechanismus zwischen den Netzbetreibern, um die Deckung der genehmigten Erlöse für jeden Netzbetreiber gleichermaßen zu gewährleisten. Die Entgelterhebung sollte zunächst individuell durch jeden Netzbetreiber für sich erfolgen.

#### *Produkt- und Tarifstruktur*

Das anzubietende Kapazitätsproduktportfolio und die Tarifstruktur werden im Wesentlichen durch den EU-Rechtsrahmen, die aktuelle Diskussion um Netzkodizes und das Gaswirtschaftsgesetz vorweggenommen. Kapazitäten müssen auf fester und unterbrechbarer Basis kurz- und langfristig angeboten werden.

Für Kapazitäten mit unterjähriger Laufzeit sollte ein fester Anteil von mindestens 10% reserviert und die Entgelte für unterjährige Produkte laufzeitproportional zu Jahresprodukten festgelegt werden. Auf die Anwendung eines Saisonalitätsfaktors sollte zunächst verzichtet werden.

Entgelte werden ausschließlich auf Basis der gebuchten Kapazitäten erhoben; Kosten für Verdichterenergie sind damit in den allgemeinen Netzentgelten enthalten.

Die Ein- und Ausspeisetarife an den Grenzübergangspunkten sollten individuell festgelegt werden, um Signale für eine ökonomisch effiziente Nutzung zu generieren. Für die Überweisung in nachgelagerte Verteilnetze und ebenso für die Rückspeisung in das Fernleitungsnetz empfehlen wir jedoch ein einheitliches Entgelt an allen Punkten. An Speicherpunkten und Einspeisepunkten für heimische Produktion sollte ein wettbewerblich neutrales Entgelt ausgewiesen werden.

#### *Kapazitätserhöhende Maßnahmen*

Lastflusszusagen und Kapazitäten mit Einschränkung der freien Zuordenbarkeit können eingesetzt werden, falls durch ihren Einsatz die Gesamtmenge der ausweisbaren festen Kapazitäten erhöht werden kann. Es sollte jedoch darauf geachtet werden, dass derartige

---

kapazitätserhöhende Maßnahmen nur im nötigen Umfang und nur in nicht-diskriminierender Weise verwendet werden. Der technische Nachweis der Kapazitätserhöhung sollte in jedem Fall durch den/die Netzbetreiber erbracht werden. Für beschränkt zuordenbare Kapazitäten sollte ein angemessener Abschlag auf das Entgelt des vergleichbaren frei zuordenbaren Produktes gewährt werden.

# 1. Einleitung

Das EU-Recht soll die Schaffung eines liquiden Großhandelsmarktes ermöglichen. In Abweichung vom bisherigen System ist für die Fernleitungen in jedem Fall ein transportpfadunabhängiges Entry-Exit-Tarifmodell zu implementieren. Überdies hat eine Integration des Transit- und Inlandsmarktes (freie Handel- und Zuordenbarkeit) stattzufinden.

In Österreich wurde ein erster Schritt Richtung Rechtskonformität durch die Verabschiedung des neuen Gaswirtschaftsgesetzes (GWG 2011) im November 2011 gemacht. Damit wurden u.a. die Grundlagen für die Ermittlung der Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber und die Arten der neu festzulegenden Entgelte definiert. Das GWG 2011 lässt allerdings offen, wie die Entry-Exit-Entgelte im Detail berechnet werden sollen, um den Zielen des 3. Energiebinnenmarktpakets und gleichzeitig den Besonderheiten des österreichischen Fernleitungssystems zu entsprechen.

KEMA wurde daher durch Energie-Control Austria mit der Ausarbeitung einer Studie zu den Grundsätzen der Entry-Exit-Tarifierung beauftragt.

Das Hauptziel der Studie war eine umfassende Analyse des Entry-Exit-Tarifmodells im Hinblick auf die Anwendung in Österreich und, daraus resultierend, die Ausarbeitung von Empfehlungen. Entsprechend enthält die Studie eine detaillierte Beschreibung und Bewertung möglicher Optionen für die Ausgestaltung des Entry-Exit-Systems in Österreich. Die gewonnenen Erkenntnisse beruhen dabei sowohl auf konzeptuellen Grundlagen als auch auf internationalen Erfahrungen und einer Analyse der Situation in Österreich. Teil der Arbeit an der Studie waren daher auch die Teilnahme an öffentlichen Konsultationen der Energie-Control Austria mit Marktteilnehmern (und die Berücksichtigung der im Rahmen des Konsultationsprozesses abgegebenen Stellungnahmen), bilaterale Gespräche mit Netzbetreibern und anderen Marktakteuren sowie eine intensive Zusammenarbeit mit den befassten Mitarbeiter/-innen der Energie-Control Austria.

Die Bearbeitung des Projektes war grundsätzlich in drei verschiedene Analyseschritte gegliedert:

1. Untersuchung der Erfahrungen in ausgewählten europäischen Ländern und Erstellung eines Ländervergleichs (für Belgien, Deutschland, Frankreich, Italien, Slowakische Republik, Tschechische Republik),
2. Analyse und Beurteilung der Grundsätze für die E/E-Tarifierung mittels Durchführung beispielhafter illustrativer Tarifmodellierungen,
3. Ausarbeitung von Empfehlungen für das E/E-Modell in Österreich.

---

Im folgenden Bericht wird in Kapitel 2 zunächst ein Überblick über die derzeit in Österreich vorliegende Situation gegeben. Dabei werden wesentliche Parameter des Gassektors dargestellt und das derzeitige Tarifsysteem erläutert.

Kapitel 3 gibt die Ergebnisse des Ländervergleichs wieder. Die zu den einzelnen Ländern gesammelten Informationen sind in Appendix 1 enthalten.

Kapitel 4 legt die Grundlagen für den Aufbau eines Entry-Exit-Systems dar. Dabei wird sowohl auf den europäischen als auch auf den österreichischen Rechtsrahmen eingegangen, und die konzeptionellen Grundlagen des Entry-Exit-Systems werden erklärt.

Kapitel 5 folgt mit der detaillierten Beschreibung der verschiedenen Gestaltungsoptionen für die Implementierung des Entry-Exit-Systems und der Ausarbeitung von Empfehlungen für die konkrete Umsetzung in Österreich. Die Ausarbeitungen beziehen sich dabei auch auf den mit dem Gaswirtschaftsgesetz bereits vorliegenden Rechtsrahmen und betrachten diesen als gegeben.

In Kapitel 6 ist der Ansatz für eine mögliche Berechnung der Tarife im Überblick dargestellt.

Der Bericht schließt mit einer Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse in Kapitel 7.

In den Appendizes sind neben den detaillierteren Beschreibungen der Länderbeispiele auch die konkreten Berechnungsschritte für die Tarifmodellierung enthalten<sup>1</sup>. Zudem werden die Grundsätze für Kapazitätszuweisungs- und Engpassmanagementmechanismen gemäß Verordnung (EG) Nr. 715/2009 erläutert.

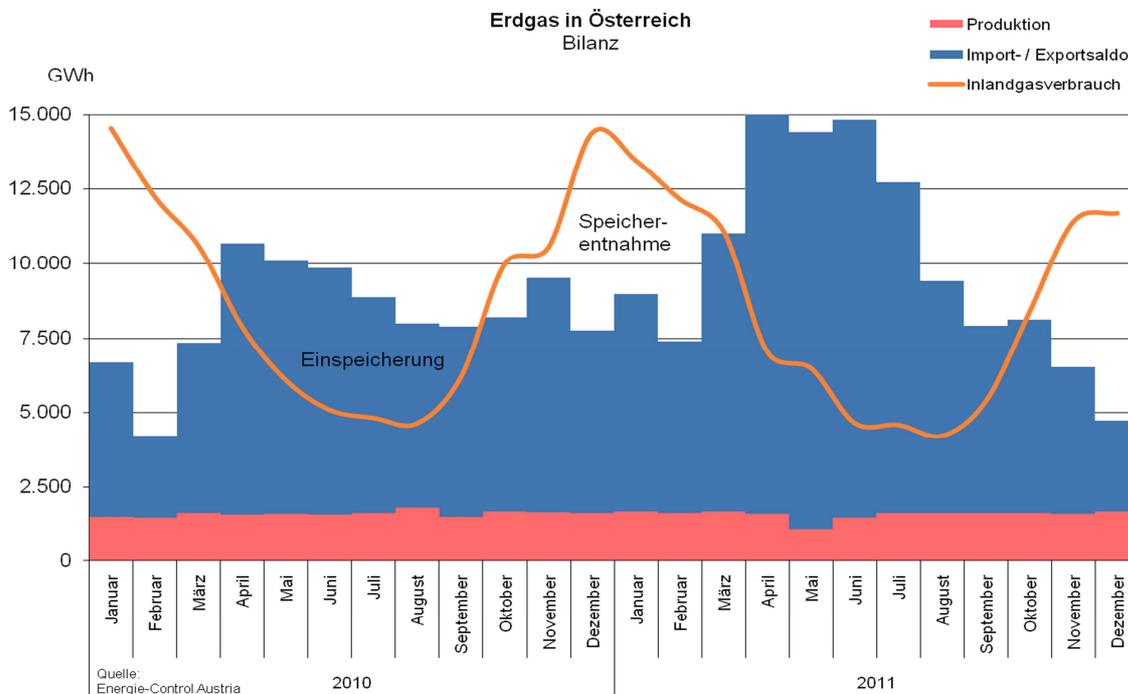
---

<sup>1</sup> Die Anhänge zur Tarifmodellierung und zum Kapazitätsmodell der GasConnect Austria sind in der öffentlichen Fassung dieses Berichts nicht enthalten.

## 2. Status quo in Österreich

### 2.1 Überblick Gassektor Österreich

Der österreichische Gassektor ist durch eine deutliche Importabhängigkeit zur Deckung des Eigenbedarfs als auch durch die große Bedeutung Österreichs als Transitland (insbesondere zur Versorgung Italiens) gekennzeichnet. Neben Transiten nach Italien spielen auch Transite nach Deutschland eine wichtige Rolle. Der Anteil russischen Gases an den Importen betrug in 2010 knapp unter 70%. Importe aus Deutschland machen etwas weniger als 20% der Gesamtimporte aus, die restlichen Gasmengen werden aus Norwegen bezogen.



**Abbildung 1: Produktion, Inlandsabsatz und Import-Export-Saldo 2010/2011**

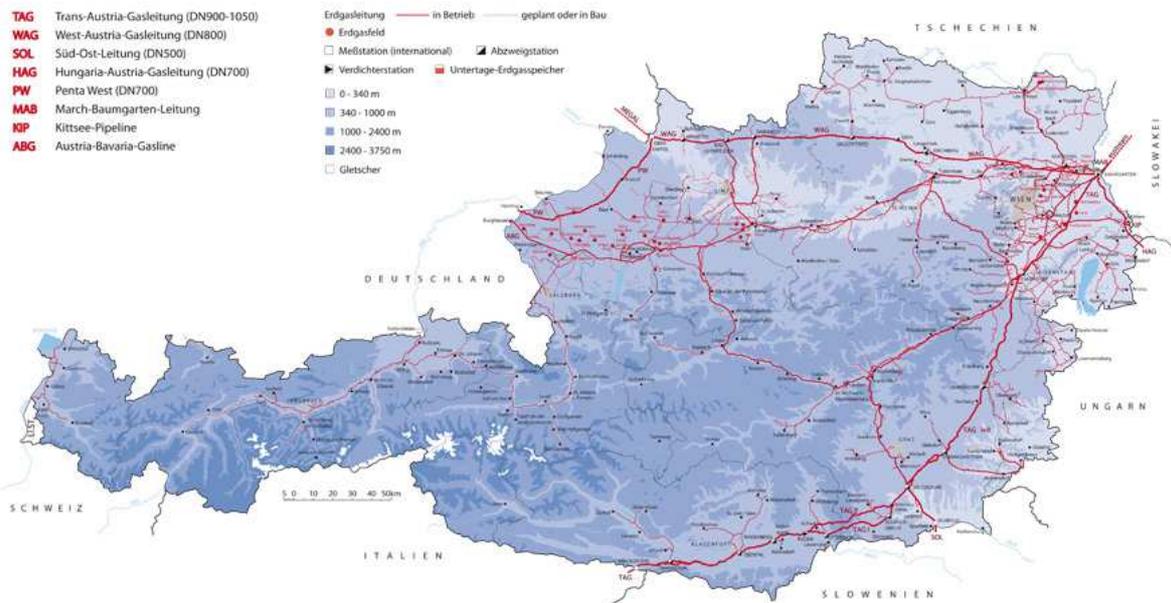
Quelle: E-Control

In 2010 belief sich die gesamte Abgabe an Endkunden auf etwa 9,1 Mrd. m<sup>3</sup>, bei einer Eigenproduktion von 1,7 Mrd. m<sup>3</sup>. Im gleichen Zeitraum wurden etwa 30,1 Mrd. m<sup>3</sup> über die österreichischen Fernleitungsnetze in Nachbarländer transitiert.<sup>2</sup>

Österreich ist in drei Gasmarktgebiete aufgeteilt: die Marktgebiete Ost, Tirol und Vorarlberg. Die beiden letzteren werden von deutscher Seite her aufgespeist, eine Verbindung mit dem

<sup>2</sup> E-Control, National Report 2011 to the European Commission, Preliminary Version, July 2011

Marktgebiet Ost besteht nicht. Darüber hinaus verfügt nur das Marktgebiet Ost, auf welches etwa 95% der Gasverbrauchsmenge entfällt, über Gasfernleitungen. Die folgenden Erläuterungen betreffen daher im Wesentlichen nur dieses Marktgebiet.



**Abbildung 2: Gastransportnetz**

Quelle: E-Control

Der Haupteinspeisepunkt für Gas ist Baumgarten an der slowakischen Grenze, nordöstlich von Wien. In Baumgarten wird Gas aus russischen Quellen für den Eigenverbrauch und den Weitertransport nach Italien, Deutschland, Ungarn und Slowenien übernommen. Baumgarten ist gleichzeitig der wichtigste Knotenpunkt und Handelsplatz im österreichischen Fernleitungsnetz. Der wichtigste Ausspeisepunkt im österreichischen Fernleitungsnetz ist Arnoldstein an der italienischen Grenze, Oberkappel stellt den wichtigsten Grenzübergangspunkt zum deutschen Gasnetz dar. Die dort anschließende MEGAL diente traditionell dem Weitertransport des Gases nach Nordwesten, u.a. in Richtung Frankreich. In den letzten Jahren kam es an den Grenzübergangspunkten mit Deutschland zu einer Verschiebung der Lastflüsse und vermehrt zu Einspeisungen in das österreichische Netz.

Das österreichische Fernleitungsnetz wird von drei Fernleitungsnetzbetreibern betrieben. Zwei Netzbetreiber sind an der West-Austria-Gasleitung (WAG-Leitung zwischen Baumgarten und Oberkappel) tätig: Dies ist zum Einen die Gas Connect Austria GmbH (ehemals OMV Gas GmbH), ein 100%iges Tochterunternehmen der OMV AG, und zum Anderen die Baumgarten-Oberkappel Gasleitungsgesellschaft mbH (BOG) mit den Anteilseignern OMV

(51%), GDF Suez (34%) und E.ON (15%). Die Trans-Austria-Gasleitung (TAG-Leitung zwischen Baumgarten und Arnoldstein) wird von der Trans Austria Gasleitung GmbH mit den Anteilseignern Cassa Depositi e Prestiti (89%) und OMV (11%) betrieben.

Aufgrund der geologischen Voraussetzungen gibt es in Österreich, mit Ausnahme des Röhrenspeichers der Wien Energie Speicher GmbH, ausschließlich Porenspeicher. Diese eignen sich infolge ihres umfangreichen Speichervolumens vor allem zur Abdeckung saisonaler Bedarfsschwankungen - im Gegensatz zu Kavernenspeichern zur Spitzenabdeckung.

Zu Beginn der Liberalisierung waren zwei Speicherunternehmen in Österreich tätig: OMV und RAG. Seit 2002 haben sich die Kapazitäten der in Österreich erbauten Gasspeicher um mehr als 160% erhöht, dabei sind alle Speicher ehemalige Gasfelder, die in den Konzessionsgebieten der OMV AG und RAG liegen.

Zusätzliche Speicherkapazitäten wurden im Konzessionsgebiet der RAG geschaffen. Dabei tritt die RAG nicht als Speicherunternehmen auf, sondern als technischer Betreiber der Speicher. Erstmals fand diese Form der Zusammenarbeit 2007 bei der Inbetriebnahme des Speichers Haidach statt, für den RAG als technischer Betreiber und Wingas GmbH & Co KG sowie Gazprom Export als Vermarkter der Kapazitätsrechte agierten; gefolgt vom Projekt „7 Fields“, ebenfalls mit RAG als Speicherbetreiber und E.ON Gas Storage als Kapazitätsvermarkter. Damit sind neben OMV und RAG drei weitere Speicherunternehmen, die Speicherprodukte vermarkten, in den Markt eingetreten, wobei diese neuen Speicher erst künftig eine Anbindung an das Marktgebiet Ost erhalten.

Am österreichischen Markt agierende Unternehmen nutzen daneben auch den Speicher Lab 4 in der Slowakei, das von dem Speicherunternehmen POZAGAS betrieben wird, einem Tochterunternehmen der Nafta (35%), SPP (35%) und GDF Suez (30%).

Durch den verstärkten Ausbau der Erdgasspeicher in der vergangenen Dekade und die Realisierung der aktuellen Ausbauprojekte 2011 (7 Fields, Haidach, Aigelsbrunn) mit weiteren 2,7 Mrd. m<sup>3</sup> Arbeitsgasvolumen, hat sich das Speichervolumen Ende 2011 auf 7,5 Mrd. m<sup>3</sup> erhöht. Dies entspricht einem Anteil am Gesamtverbrauch von ca. 84%.

KAPAZITÄTEN DER ÖSTERREICHISCHEN UNTERGRUNDSPEICHER						
Speicherunternehmen/Speicher	Einspeicherrate in cm/h	Anteil an gesamter Einspeicherrate	Entnahmerate in cm/h	Anteil an gesamter Entnahmerate	Arbeitsgasvolumen in mcm	Anteil an gesamtem Arbeitsgasvolumen
OMV-Schönkirchen	650.000	21,78%	960.000	27,07%	1.780	23,89%
OMV-Tallesbrunn	125.000	4,19%	160.000	4,51%	400	5,37%
OMV-Thann	115.000	3,85%	130.000	3,67%	250	3,36%
OMV Speicher gesamt	890.000	29,82%	1.250.000	35,24%	2.430	32,61%
RAG-Puchkirchen	520.000	17,42%	520.000	14,66%	1.100	14,76%
RAG-Haidach 5	20.000	0,67%	20.000	0,56%	16	0,21%
RAG-Aigelsbrunn	50.000	1,68%	50.000	1,41%	100	1,34%
RAG Speicher gesamt	590.000	19,77%	590.000	16,63%	1.216	16,32%
Wingas Haidach	367.400	12,31%	367.400	10,63%	880	11,81%
Gazprom-Haidach	732.600	24,54%	732.600	20,65%	1.760	23,62%
Eon-Gas-Storage-7fields	405.030	13,57%	607.000	17,11%	1.185	15,84%
gesamt	2.985.030	100%	3.547.000	100%	7.451	100%

**Abbildung 3: Kapazitäten der österreichischen Untergrundspeicher**

Quelle: E-Control

## 2.2 Derzeitiges Tarifsysteem

Auf der Fernleitungsebene gelten kontraktpfad- und distanzabhängige Punkt-zu-Punkt-Tarife, wobei die zur Inlandsversorgung notwendigen Kapazitäten auf der Fernleitungsebene zentral bestellt und in den Fernleitungsnetzen vorgehalten werden. Die Tarife werden durch die Fernleitungsnetzbetreiber festgelegt und basieren auf einer regulierten Tarifermethode anhand langfristiger Finanzmodellierung. Neben dem "Standardprodukt", d.h. festen Kapazitäten, werden auch unterbrechbare Kapazitäten und Gegenstromtransporte angeboten.

Für den Inlandsverbrauch gilt ein Briefmarkentarif. Der darin enthaltene Kostenanteil für Transporte auf der Fernleitungsebene (Netzebene 1) wird an die Verteilernetzbetreiber gewälzt. Der Kostenwälzung liegt eine Aufteilung der Kosten nach Transportleistung (70%) und Transportvolumen (30%) zugrunde. Details und konkrete Tarife sind in der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO) festgelegt.

---

Für grenzüberschreitende Transporte zwischen einem Produktions- oder Speicherpunkt innerhalb des Marktgebietes und einem Ausspeisepunkt an der Grenze gilt ein separater Tarif gemäß "Sonstige Transporte-Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (SonT-GSNT-VO)". Die Kostengrundlage für die Bildung dieser Tarife ist in der GSNT-VO festgelegt.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das derzeit angewandte Tarifsystem nicht dem EU-weit vorgeschriebenen<sup>3</sup> und im aktuellen Gaswirtschaftsgesetz<sup>4</sup> bereits enthaltenen Entry-Exit-Modell entspricht. In einem Entry-Exit Modell muss sichergestellt sein, dass die Tarifierung (und die Kapazitätsbuchungen) unabhängig vom Transportpfad erfolgt und die getrennte Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten möglich ist.

---

<sup>3</sup> Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, Artikel 13

<sup>4</sup> Bundesgesetz, mit dem Neuregelungen auf dem Gebiet der Erdgaswirtschaft erlassen werden (Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011), § 31 (2)

### 3. Ländervergleich

Im Rahmen des Gutachtens wurde eine Analyse der Tarifsysteme in sechs EU-Ländern durchgeführt, darunter vor allem in den unmittelbaren Nachbarstaaten Österreichs: Deutschland<sup>5</sup>, Italien, Slowakische Republik und Tschechische Republik. Außerdem wurden Belgien und Frankreich<sup>6</sup> in die Analyse einbezogen. Die Darstellung der Tarifsysteme der jeweiligen Länder findet sich in Appendix 1. Das Ziel des Ländervergleichs war es, bei der Ausgestaltung der Empfehlungen für Österreich zum Einen die Erfahrungen aus Ländern zu nutzen, die bereits seit einiger Zeit über Entry-Exit-Tarifsysteme verfügen, und zum Anderen die Situation in den benachbarten Ländern zu berücksichtigen, vor allem hinsichtlich einer zukünftig denkbaren regionalen Integration.

Die Untersuchung der für die Studie ausgewählten Länder berücksichtigte dabei folgende Grundpunkte:

- Industriestruktur (Marktgebiete, Rolle der TSOs, Zusammenarbeit zwischen den TSOs),
- Gestaltung der E/E-Tarife und Übersicht der zuletzt verordneten Tarife, Tarifstruktur (Leistungs- und Arbeitspreise),
- Tarifierungsmethode,
- Primärkapazitätszuweisungsmechanismus.

In allen untersuchten Ländern wurden die Vorgaben aus Verordnung (EG) Nr. 715/2009 im Wesentlichen bereits umgesetzt oder die Umsetzung ist zeitnah geplant. Dadurch, und durch darüber hinausgehende Bestrebungen, weisen einige der Länder eine sehr hohe Dynamik bei der Weiterentwicklung der Systeme auf.

So ist zum Beispiel in Deutschland mit Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2011/2012 am 1. Oktober 2011 die Anzahl der Marktgebiete auf zwei reduziert worden und die Auktionierung der Primärkapazitäten über die zentrale Allokationsplattform "TRAC-X primary" verbindlich vorgeschrieben. In Frankreich wird derzeit über die Zusammenlegung der GRTgaz-Marktgebiete Nord und Süd diskutiert. Diese Entwicklung ist vor allem dem Rückgang der Kapazitätsengpässe zwischen den beiden Marktgebieten geschuldet, seitdem in 2010 das neue LNG-Terminal Fos Cavaou im Süden in Betrieb ging. Belgien, das bisher noch separa-

---

<sup>5</sup> Für Deutschland wurden nur die fünf größten Fernleitungsnetzbetreiber (Open Grid Europe, Ontras, Gasunie Deutschland, Gascade (vormals Wingas Transport), Thyssengas) in die Untersuchung einbezogen.

<sup>6</sup> Für Frankreich basiert die Untersuchung im Wesentlichen auf dem deutlich größeren Fernleitungsnetzbetreiber GRTgaz.

te Systeme für Inlandstransporte und Transite aufrechterhalten hat und nicht über einen virtuellen Handlungspunkt (VHP) verfügt, wird voraussichtlich zum 1. Oktober 2012 ein neues integriertes Tarifsysteem und einen VHP einführen.

Ähnlich wie Österreich sind drei der untersuchten Länder durch ein sehr hohes Transitaufkommen im Vergleich zum Inlandsverbrauch gekennzeichnet: Dies sind Belgien, Slowakei und Tschechien. Daneben sind auch Teilbereiche des deutschen Systems durch substantielle Transitflüsse charakterisiert.

## 3.1 Vergleichende Länderanalyse

### 3.1.1 Tarifierungsmethode

#### Tarifbasis

Innerhalb des Kreises der untersuchten Länder, aber auch grundsätzlich innerhalb der EU, zeichnet sich ein deutlicher Trend zur Harmonisierung von Regulierungs- und Tarifierungsmethoden ab.

Die Ausgangsbasis für die Netznutzungsentgelte bilden in fast allen Fällen (mit Ausnahme der Slowakei) die regulierten Erlöse, die den Fernleitungsnetzbetreibern zugestanden werden. Außer in Italien wird dabei mit der Erlösobergrenzenregulierung (Revenue-Cap) eine Form der Anreizregulierung verwendet. In Italien findet ein hybrides System Anwendung, bei dem die Kapitalkosten kostenbasiert reguliert werden während für die Betriebskosten eine Cap-Regulierung verwendet wird.

Lediglich die Slowakei weicht grundsätzlich von diesem Prinzip ab. Die dort durch den Fernleitungsnetzbetreiber verwendeten Tarife basieren auf einem Initialbenchmark von Netznutzungsentgelten in vergleichbaren EU-Ländern. Der daraus resultierende Tarif wird jährlich an die Inflation angepasst. Da jedoch nur 50% der Inflation auf die Vorjahrstarife aufgeschlagen werden, enthält der Tarifmechanismus ebenfalls eine Effizienzkomponente ähnlich der einer Anreizregulierung.<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> Zusätzlich wäre anzumerken, dass hier ein möglicher Konflikt mit der in Verordnung (EG) Nr. 715/2009 geforderten Berücksichtigung der Ist-Kosten besteht.

---

## Tarifsystem

Im Grundsatz wird in den meisten untersuchten Ländern ein entkoppeltes Entry-Exit-Tarifsystem verwendet, bei dem Ein- und Ausspeisekapazitäten getrennt voneinander gebucht werden und Inlandstransporte und Transite in einem System integriert sind.

Die einzige deutliche Ausnahme zum Zeitpunkt der Berichtserstellung bildet Belgien. Dort bestehen grundsätzliche Einschränkungen der freien Zuordenbarkeit der Transportkapazitäten, da bei der Buchung eine Paarung von Einspeisezone und Ausspeisepunkt vertraglich festgehalten wird. Obwohl es Transportkunden generell frei steht Gastransporte außerhalb der vertraglichen Bindung zu nominieren, können diese bei Engpässen durch den Fernleitungsnetzbetreiber unterbrochen werden. Zudem ist in Belgien für Transitshipper die Buchung von zusätzlichen Entry-Exit-Kapazitäten an Zonengrenzen innerhalb des Landes notwendig, womit eine Annäherung an einen physischen Transportpfad zumindest implizit erfolgt. Ferner verfügt das belgische System derzeit nicht über einen virtuellen Handelspunkt. Noch in 2012 wird Belgien jedoch ein neues Tarifmodell mit einem vollständigen Entry-Exit-System, inklusive eines virtuellen Handelspunktes, einführen, in dem Transporte zur Inlandsversorgung und Transite vollständig integriert sind. Die dafür gültigen Tarife sind bereits veröffentlicht; das neue System tritt voraussichtlich zum 1. Oktober 2012 in Kraft.

Das slowakische System weist zum derzeitigen Zeitpunkt ebenfalls keinen virtuellen Handelspunkt auf. In Tschechien wurden die alten Transitverträge nicht in das Entry-Exit-System integriert; vor dem 31.12.2010 abgeschlossene (Punkt-zu-Punkt-)Transportverträge gelten weiter. Diese Verträge können jedoch nicht mehr verlängert werden und freiwerdende Kapazitäten aus auslaufenden Verträgen werden im Entry-Exit-System angeboten.

Abgesehen von Frankreich und Deutschland gibt es in allen untersuchten Ländern nur ein Marktgebiet. Die Aufteilung in mehrere Marktgebiete ist in diesen beiden Ländern historisch bzw. durch bestehende Engpässe im Netz begründet. Frankreich und Deutschland sind auch die einzigen untersuchten Länder mit mehr als einem Fernleitungsnetzbetreiber.<sup>8</sup> Während es in Frankreich zwei Fernleitungsnetzbetreiber gibt, sind es in Deutschland derzeit noch zwölf. In beiden Ländern zeigten und zeigen sich jedoch deutliche Bemühungen zur Reduzierung der Anzahl der Marktgebiete, wie oben beschrieben. Durch die Notwendigkeit in Belgien Kapazität an den Zonengrenzen für Transitzkunden zu buchen, liegt auch hier eine deutliche Zersplitterung des Marktes vor. Aufgrund des Fehlens eines virtuellen Handelspunktes (gehandelt wird vornehmlich am Zeebrugge-Hub) entfallen jedoch auch für nicht-transitierende Gasmarktakteure die Vorteile des einheitlichen Marktgebietes.

---

<sup>8</sup> Prinzipiell gibt es auch in Italien mehr als einen Netzbetreiber. Der Anteil des Netzes, der nicht zu Snam Rete Gas gehört, beträgt jedoch lediglich etwa 2% und wird daher vernachlässigt.

---

## **Primärkapazitätsallokation**

In den meisten Ländern findet die Vergabe von Primärkapazitäten nach wie vor nach dem traditionellen "Windhundprinzip" statt (First-Come-First-Served), d.h. Buchungsanfragen werden in der zeitlichen Reihenfolge ihres Eingangs berücksichtigt. Ausnahmen sind dabei vor allem Deutschland und Frankreich.

In Deutschland erfolgt die Primärkapazitätsvergabe seit dem 1. Oktober 2011, wie bereits erwähnt, zentral für alle Fernleitungsnetzbetreiber über die Plattform "TRAC-X primary". Für die meisten Kapazitäten ist dabei eine Auktionierung vorgeschrieben, lediglich für Kapazitäten zur Ausspeisung an Letztverbraucher und Speicheranlagen sowie für Kapazitäten zur Einspeisung aus Speicher-, Produktions- oder LNG-Anlagen sowie aus Biogasanlagen erfolgt die Kapazitätsvergabe nach dem First-Come-First-Served-Prinzip. Bei den auktionierten Kapazitäten wird der aus den regulierten Erlösen gebildete Tarif als Reservepreis zugrunde gelegt; ausgenommen sind Day-Ahead-Kapazitätsauktionen, für die kein Reservepreis gilt.

In Frankreich erfolgt die Vergabe der Primärkapazitäten für die Marktgebiete Nord und Süd zunächst während einer Open Subscription Period (OSP), die in der Regel 20 bis 30 Tage dauert und offen für alle Marktteilnehmer ist. Liegt ein Kapazitätsengpass vor, so wird die verfügbare Kapazität pro rata auf die Transportkunden verteilt. Unverkaufte Tageskapazität wird über eine Auktion am Vortag zur Verfügung gestellt. Im Marktgebiet der TIGF wird das First-Come-First-Served-Prinzip verwendet.

In einigen Ländern existieren darüber hinaus gesonderte Regelungen für den Fall, dass konkurrierende Buchungsanfragen für knappe Kapazitäten innerhalb eines gewissen Zeitfensters eingehen und nicht alle Anfragen befriedigt werden können. Während in der Slowakei in diesen Fällen zum Beispiel die ratierte Kapazitätsvergabe vorgesehen ist, werden in Tschechien die Anfragen für Kapazitäten mit längeren Laufzeiten bevorzugt. Da jedoch in beiden Fällen keine Reallokation bereits kontrahierter Kapazitäten vorgesehen ist, gilt auch hier im Grundsatz zunächst das First-Come-First-Served-Prinzip.

### **3.1.2 Tarifstruktur**

#### **Entgeltkomponenten**

Bei den Entgeltstrukturen zeigen sich ebenfalls relativ weitreichende Übereinstimmungen zwischen den Systemen der untersuchten Länder. In allen Fällen werden Kapazitätsentgelte auf Basis der gebuchten Kapazitäten erhoben, damit besteht die Pflicht zur Entgeltzahlung seitens des Transportkunden unabhängig von der tatsächlichen Nutzung der gebuchten

Kapazitäten. In einigen Ländern wird zusätzlich ein arbeitsabhängiges Entgelt erhoben, d.h. ein Entgelt basierend auf dem transportierten (respektive allokierten) Volumen bzw. der transportierten Energiemenge. Ergänzend oder alternativ verwenden manche Länder zudem eine Gas-in-Kind- oder Gas-in-Cash-Komponente, bei der ein bestimmter Anteil des transportierten Gases durch den Fernleitungsnetzbetreiber einbehalten oder ein entsprechender Betrag auf Basis eines aktuellen Referenzgaspreises in Rechnung gestellt wird.

In Deutschland und Frankreich wird ausschließlich ein Kapazitätsentgelt erhoben, darin sind alle Kosten des Gastransports enthalten, somit auch die Kosten für Verdichterenergie. Arbeitsabhängige Entgelte werden in Italien und Tschechien erhoben. Während in Italien die Betriebskosten entsprechend der dafür geltenden Price-Cap-Regulierung in die Arbeitsentgelte einfließen und darüber hinaus eine zusätzliche Gas-in-Kind-Komponente Anwendung findet, handelt es sich im tschechischen System um ein Gas-in-Cash-Arbeitsentgelt. Ein fixer (normierter) Anteil der Transportmenge wird mit einem aktuellen Referenzpreis multipliziert, falls es sich um eine Ausspeisung an einem an der Grenze zu Deutschland gelegenen Grenzübergangspunkt handelt; für Inlandsexit wird ein Arbeitsentgelt auf Basis der transportierten Energie erhoben. In Belgien haben Transportkunden die Wahl zwischen einer Gas-in-Kind- oder Gas-in-Cash-Abrechnung. In der Slowakei wird eine Gas-in-Kind-Komponente verwendet.

## **Entgeltbildung**

In vielen Fällen wird die konkrete Berechnung der Netznutzungsentgelte, insbesondere der Kapazitätsentgelte, nicht ausführlich erläutert. Dies wäre insbesondere in solchen Fällen von Interesse, bei denen eine örtliche Differenzierung von Preisen, d.h. die Anwendung punktscharfer oder zonaler Preise vorgenommen wird.

In fast allen untersuchten Ländern findet in der einen oder anderen Form eine Differenzierung von Kapazitätsentgelten entsprechend dem Ein- oder Ausspeisepunkt statt, falls es sich um einen Grenzübergangspunkt handelt. Bei der Festlegung der Entgelte an Grenzübergangspunkten werden örtliche Differenzierungen in Frankreich, Italien, Slowakei und Tschechien vorgenommen. In Deutschland ist es vom Fernleitungsnetzbetreiber abhängig, ob die Tarife örtlich differenziert sind. Während Open Grid Europe zum Beispiel ein ausdifferenziertes System mit unterschiedlichen Tarifen für alle Einspeisepunkte und drei unterschiedliche Ausspeisozonen verwendet und Ontras ebenfalls zumindest Ausspeisetarife getrennt für drei Zonen ausweist, verwenden Gasunie Deutschland, Gascade und Thyssen-gas einheitliche Tarifsysteme ohne örtliche Differenzierung. In Belgien hingegen sind die Ein- und Ausspeiseentgelte zwar an allen Grenzübergangspunkten einheitlich, das für Transite anfallende Entgelt für Zonenübergangskapazität ist jedoch uneinheitlich, so dass unterschiedliche Kosten entsprechend der Transitroute anfallen.

Eine Differenzierung der Ausspeiseentgelte für Ausspeisungen im Inland wird dagegen weit- aus seltener vorgenommen; dies ist aber der Fall in Italien und wie beschrieben bei den Fernleitungsnetzbetreibern Open Grid Europe und Ontras in Deutschland.<sup>9</sup>

In einigen wenigen Fällen wird auch eine örtlich differenzierte Erhebung der Gas-in-Kind- Komponenten verwendet. Dies trifft vor allem in Italien und der Slowakei zu, wo in Abhän- gigkeit von den jeweiligen Punkten unterschiedliche Faktoren benutzt werden. In Tschechien wird die Gas-in-Cash-Komponente nur an der Westgrenze erhoben, während das für den Inlandsexit geltende Arbeitsentgelt uniform verwendet wird.

Bei den uniformen Tarifstrukturen ohne örtliche Differenzierung wird die Entgeltbildung in der Regel auf Basis einer erwarteten Transportmenge durchgeführt. In den Ländern, in denen eine örtliche Differenzierung verwendet wird, bleibt die konkrete Tarifberechnungsmethodik in den meisten Fällen unklar. Dazu wurden nur für das italienische System Daten gefunden (Details dazu siehe Fact Sheet Italien in Appendix 1).

## Produktstruktur

Bei den Produktstrukturen kann eine gewisse Konvergenz innerhalb der untersuchten Sys- teme festgestellt werden. In allen Systemen werden Kapazitäten auf der Basis eines festen Produktes mit einjähriger Laufzeit bzw. mit einem auf einjährige Laufzeiten bezogenen Preis angeboten. Es ist allgemein möglich, sowohl darüber hinausgehende, mehrjährige Kapazi- tätsverträge abzuschließen als auch unterjährige Kapazitätsprodukte zu buchen.

Außer in Italien können in allen Ländern unterjährige Kapazitätsprodukte mit einer Laufzeit von bis zu einem Tag gebucht werden. In Italien werden unterjährige Kapazitäten nur bei Erfüllung bestimmter Voraussetzungen angeboten, bzw. wenn Kapazitäten aufgrund der Monatsnominierungen ungeplant zur Verfügung stehen. In allen anderen Fällen können Tageskapazitäten (auch Day-Ahead) gebucht werden.<sup>10</sup>

Für unterjährige Kapazitäten wird in fast allen untersuchten Systemen ein Aufpreis erhoben, mit Ausnahme von Deutschland. In Deutschland gibt es keinen entsprechenden Aufpreis mehr, der Tarif für unterjährige Kapazitäten verhält sich gemäß der Vertragsdauer proportio- nal zum Jahrestarif. Da diese Kapazitäten jedoch versteigert werden, kann sich bei ausrei- chender Nachfrage auch ein höherer Kapazitätspreis einstellen. Für Tageskapazitäten kann der Endpreis auch niedriger sein, da hierfür kein Reservepreis gilt. In Belgien und Frankreich

---

<sup>9</sup> Für Tschechien konnte diese Frage nicht vollständig beantwortet werden, da dort eine pauschale Kostenwäl- zung von der Fernleitungsebene an die Verteilnetzbetreiber durchgeführt wird. Es gibt jedoch keinen Grund zu der Annahme, dass die gewälzten Beträge von der Lage der Verteilnetzgebiete abhängig sind.

<sup>10</sup> Die in Verordnung (EG) Nr. 715/2009 enthaltenen Leitlinien (Anhang 1) fordern kurzfristige Kapazitäten bis zu einer Mindestperiode von einem Tag.

ist der für unterjährige inländische Ausspeisekapazitäten erhobene Aufpreis abhängig vom Zeitpunkt, in dem die Transportleistung erbracht werden soll, somit wird ein sogenannter Saisonalitätsfaktor zur Anwendung gebracht. In Deutschland verwendet Thyssengas einen Saisonalitätsfaktor für unterjährige Kapazitätsbuchungen an Speicherpunkten. An Grenzübergangspunkten wird jedoch in den untersuchten Ländern durchgehend kein solcher Faktor verwendet (Tarifdetails siehe Appendix 1).

Daneben werden in nahezu allen Ländern unterbrechbare Kapazitäten angeboten, auch wenn diese auf Grund der Verfügbarkeit freier fester Kapazitäten nicht in jedem Land genutzt werden (z.B. Slowakei). Die Preisgestaltung für unterbrechbare Kapazitäten soll sich in der Regel nach dem Unterbrechungsrisiko richten, in manchen Ländern wird dabei unterbrechbare Kapazität auf verschiedenen Stufen mit unterschiedlich hohen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten angeboten, so etwa in Belgien und Italien. In der Slowakei und in Tschechien wiederum orientiert sich der auf unterbrechbare Kapazitäten gewährte Preisnachlass an einer ex ante ausgehandelten Anzahl von Tagen, an denen der Gastransport unterbrochen werden darf. Werden darüber hinaus weitere Transporte unterbrochen, ist eine zusätzlich Entschädigung seitens des Fernleitungsnetzbetreibers zu zahlen. Die gewährten Preisnachlässe für unterbrechbare Kapazitäten variieren deutlich. In Belgien wird zum Beispiel für die erste Stufe ein Nachlass von 20% und für die zweite Stufe ein Nachlass von 40% gewährt, in Italien betragen die gewährten Rabatte nur 10% und 20%. Während in Deutschland dagegen der gewährte Preisnachlass in den meisten Fällen 40% beträgt, sind in Frankreich für bestimmte Punkte sogar 50% möglich. In Tschechien sind bei maximaler Anzahl an unterbrechbaren Tagen sogar Rabatte bis 75% möglich.

Gegenstromkapazitäten (Backhaul), d.h. Kapazitäten gegen die vorherrschende Flussrichtung, können durch Saldierung der vertraglichen Gasflüsse bereitgestellt werden und sind daher immer als unterbrechbar zu charakterisieren - im Gegensatz zu "normalen" Ein- und Ausspeisekapazitäten an Punkten, an denen eine Flussumkehr (Reverse-Flow) möglich ist. Gegenstromkapazitäten werden nicht in allen Fällen angeboten und scheinen nur solange sinnvoll zu sein, solange keine vollwertigen festen Kapazitäten in beide Richtungen angeboten werden können. Gegenstromkapazitäten werden in Frankreich und Italien mit einem deutlichen Preisabschlag angeboten. In Frankreich beträgt der Tarif für Gegenstromkapazitäten 20% des normalen Produktes, in Italien 14%. In Deutschland werden Gegenstromkapazitäten ebenfalls durch die meisten Fernleitungsnetzbetreiber angeboten; der Preisabschlag beträgt in der Regel 50%. In den anderen untersuchten Ländern werden jeweils feste Kapazitäten in beide Transportrichtungen angeboten.

Speicherpunkte werden bei der Tarifgestaltung tendenziell bevorzugt. In den Ländern, in denen Speichertarife separat ausgewiesen werden, liegen diese eher niedriger oder am unteren Rand der verwendeten Tarife, so zum Beispiel in Belgien, Frankreich, Italien und Deutschland. Bei den untersuchten Fernleitungsnetzbetreibern in Deutschland stellt lediglich

Gasunie Deutschland eine Ausnahme da, da dort ein uniformes Preissystem ohne besondere Berücksichtigung von Produktions- und Speicherpunkten verwendet wird.

In einigen Fällen werden zusätzlich weitere, auf den lokalen Markt bzw. die Verhältnisse vor Ort angepasste Produkte und Dienstleistungen angeboten. Deutschland ist dabei das einzige der untersuchten Länder, in dem als Kapazitätsprodukt Kapazitäten mit einer Beschränkung der freien Zuordenbarkeit angeboten werden. Diese Kapazität wird von einigen Fernleitungsnetzbetreibern auf optionaler Basis angeboten. Transportkunden steht es dabei zwar frei, auch Transporte außerhalb der vertraglichen Zuordnung von Ein- und Ausspeisepunkt zu nominieren, diese gelten dann jedoch als unterbrechbar.

Einige Fernleitungsnetzbetreiber bieten inzwischen auch gebündelte Kapazitäten an: An einer Marktgebietsgrenze werden dabei die Ein- und Ausspeisekapazitäten, die zum Marktgebietsübergang notwendig wären, als Bündelprodukt angeboten. Dies soll die Transaktionskosten für Transportkunden und das Risiko, Kapazitäten nur auf einer Seite der Grenze zu bekommen, reduzieren. In Deutschland sind Bündelprodukte an der Grenze zwischen den verbleibenden Marktgebieten grundsätzlich vorgeschrieben und werden ebenfalls über die zentrale Allokationsplattform versteigert. In Frankreich werden die Kapazitäten für den Marktgebietsübergang zwischen Nord- und Südzone ebenfalls als Bündelprodukt allokiert, bzw. ein Teil der physischen Kapazitäten ist für einen Market-Coupling-Mechanismus reserviert und wird damit implizit vergeben.

An einigen Grenzübergangspunkten werden ebenfalls Bündelprodukte, vor allem im Kurzfristbereich, angeboten. So zum Beispiel zwischen Tschechien und der Ontras (Gaspool) bzw. GRTgaz Deutschland in Deutschland (unter dem Namen "GATRAC"). Auf der Plattform Capsquare werden Kapazitäten zwischen Belgien und dem französischen Marktgebiet Nord, zwischen Belgien und der deutschen Open Grid Europe (NetConnect Germany) und der französischen GRTgaz und GRTgaz Deutschland (NetConnect Germany) angeboten. Unter dem Namen "Link4Hubs" bieten Gasunie Deutschland und die dänischen und niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber ein Bündelprodukt an, das den dänischen, niederländischen und deutschen (Gaspool) Markt miteinander verbindet.

## **3.2 Ergebnisse der Länderanalysen**

Bei der Auswertung der Tarifsysteme in den untersuchten Ländern zeigt sich, dass im Grundsatz bereits sehr viele Ähnlichkeiten und gemeinsame Bezugspunkte existieren. Zum einen ist dies natürlich den Bemühungen der Europäischen Kommission, der Regulatoren (EREG/CEER) und der Netzbetreiber (ENTSO-G) geschuldet, zum anderen aber auch getrieben durch international tätige Gasmarktakteure. Die Vorgaben aus Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sind in allen untersuchten Ländern weitgehend umgesetzt.

Die folgende Tabelle bietet einen Überblick über die in den jeweiligen Ländern verwendete Praxis. In der rechten Spalte "Auswertung" wird lediglich das Mehrheitsbild wiedergegeben. Bei vier (von sechs) oder mehr Punkten ist das jeweilige Charakteristikum farblich hervorgehoben.

	BE	DE	FR	IT	SR	CZ	Auswertung
Entry-Exit	1	1	1	1	1	1	6
Signifikante Transitströme	1	1	0	0	1	1	4
Transit voll integriert	0	1	1	1	1	0,5	4,5
Ein Marktgebiet	1	0	0	1	1	1	4
VHP	0	1	1	1	0	1	4
Kapazitätsentgelt	1	1	1	1	1	1	6
Arbeitsentgelt	0	0	0	1	0	1	2
Gas-in-Kind/Gas-in-Cash	1	0	0	1	1	1	4
Bündelprodukte	1	1	1	0	0	1	4
Unterbrechbare Kapazitäten	1	1	1	1	1	1	6
Discount für unterbrechbare Kapazitäten	1	1	1	1	1	1	6
Kapazitäten mit eingeschränkter Zuordenbarkeit	1	1	0	0	0	0	2
Aufpreis für unterjährige Kapazitäten	1	0	1	1	1	1	5
Saisonalitätsfaktor Grenze	0	0	0	0	0	0	0
Saisonalitätsfaktor Inlandsexit	1	0	1	0	0	0	2
Separate Behandlung Speicher	1	0	1	0,5	0	1	3,5
Örtliche Differenzierung Grenze	0,5	0,5	1	1	1	1	5
Örtliche Differenzierung Inland	0	0,5	0	1	0	0	1,5

1=Ja; 0=Nein; 0,5=teilweise

### **Tabelle 1: Übersicht Länderanalyse**

Quelle: KEMA

In einem ersten Schritt ist die Aussage der Länderanalysen eher auf eine übliche Praxis statt auf eine gute Praxis beschränkt. Bei einigen der untersuchten Länder ist der Liberalisierungsprozess im Gassektor jedoch schon vergleichsweise fortgeschritten, die derzeit angewandte Praxis also auch das Ergebnis der vorangegangenen Entwicklung und damit eben auch in gewissem Maß das Ergebnis eines Optimierungsprozesses.

In einigen Fällen werden die Vorgaben schlicht durch den gültigen EU-Rechtsrahmen vorgegeben; eine gewisse Einheitlichkeit innerhalb der untersuchten Systeme ist damit wenig überraschend. In anderen Fällen gibt es jedoch durchaus Freiheitsgrade für die nationale Gesetzgebung. Umso aussagekräftiger ist es, wenn auch in diesen Bereichen eine gewisse Konvergenz der verwendeten Methoden und Ansätze feststellbar ist.

---

Als übliche und (weitgehend) erprobte Praxis auf der Fernleitungsebene lässt sich damit aus der Analyse der sechs ausgewählten Länder Folgendes ableiten:

- **Tarifbasis:**
  - Regulierte Erlöse
  - Erlösregulierung enthält Anreizkomponente
- **Tarifsystem:**
  - Verwendung eines Entry-Exit-Modells, wie durch den EU-Rechtsrahmen vorgeschrieben, auch bei Vorliegen signifikanter Transitvolumina
  - Frei zugänglicher virtueller Handelspunkt
  - Möglichst große Marktgebiete, Integration getrennter Marktgebiete
- **Primärkapazitätsvergabe:**
  - Weitgehende Verwendung des First-Come-First-Served-Prinzips
  - Zunehmende Verbreitung einer marktbasierter Kapazitätsallokation durch Auktionierung
- **Entgeltkomponenten:**
  - Grundsätzliche Verwendung eines Kapazitätsentgelts
  - Häufige Verwendung einer Gas-in-Kind- oder Gas-in-Cash-Komponente zur Deckung der Kosten für Verdichterenergie
  - Kaum eine darüber hinausgehende Erhebung eines Arbeitsentgeltes
- **Entgeltbildung:**
  - Häufige Verwendung örtlich differenzierter Tarife an Grenzübergangspunkten
  - Seltene örtliche Differenzierung der Ausspeiseentgelte für die Ausspeisung im Inland
- **Produktstruktur:**
  - Neben festen, einjährigen Standardprodukten werden üblicherweise auch mehrjährige und unterjährige (bis zu tägliche) Kapazitätsprodukte angeboten

- 
- Grundsätzliches Angebot unterbrechbarer Kapazität
  - Wenn eine physische Flussumkehr nicht möglich ist, wird üblicherweise Gegenstromkapazität auf unterbrechbarer Basis angeboten
  - Angebot von Kapazitäten mit eingeschränkter Zuordenbarkeit nur in wenigen Einzelfällen

Eine weitere Konvergenz über die Anforderungen des 3. Richtlinienpaketes und insbesondere der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 hinaus, wird erwartungsgemäß auch durch die Ausarbeitung eines Netzkodizes für die Kapazitätsvergabe (durch ENTSO-G) eintreten. Weitere Faktoren sind die durch ERGEG/CEER vorangetriebene Entwicklung eines Zielmodells für den europäischen Gasmarkt und die durch ACER auszuarbeitende Rahmenleitlinie zu harmonisierten Fernleitungstnetztarifen.

## 4. Das Entry-Exit-Modell

### 4.1 Gesetzliche Grundlagen<sup>11</sup>

#### 4.1.1 Europäische Union

Die grundsätzliche Notwendigkeit zur Einführung eines Entry-Exit-Tarifsystems ergibt sich aus dem Rechtsrahmen der Europäischen Union.

Die Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen schreibt in Artikel 13 vor, dass die Tarife für die Netznutzer nicht-diskriminierend sind und *"pro Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz oder pro Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz getrennt voneinander festgelegt"* werden müssen (Entry-Exit-Modell) sowie dass Mitgliedstaaten seit dem 3. September 2011 sicherzustellen haben, *"dass nach einer Übergangsfrist keine Netzentgelte auf der Grundlage von Vertragspfaden erhoben werden"*.<sup>12</sup>

Weitere Vorgaben für die konkrete Tarifierung der Ein- und Ausspeiseentgelte sind nicht sehr weitreichend und detailliert. Im Wesentlichen ist festzustellen, dass gemäß Artikel 13 der Verordnung Tarife oder die Berechnungsmethodik durch die zuständigen Regulierungsbehörden zu genehmigen sind. Tarife sollen außerdem transparent sein, die Ist-Kosten reflektieren (soweit sie den Kosten einer effizienten Leistungserbringung entsprechen), nicht-diskriminierend sein und die Erwirtschaftung einer angemessenen Rendite auf das eingesetzte Kapital ermöglichen sowie Anreize für den Bau neuer Infrastrukturen bieten (siehe auch Erwägungsgrund 8). Außerdem können marktorientierte Verfahren (z.B. Auktionen) zur Tarifbildung herangezogen werden, insofern das Vergabeverfahren und die Verwendung der daraus resultierenden Erlöse durch die Regulierungsbehörden genehmigt sind. Gemäß Erwägungsgrund 8 sind bei Vorliegen eines tatsächlichen Leitungswettbewerbs auch Tarifvergleiche als Methode zur Bestimmung der Tarife zulässig. Gemäß Artikel 18 haben Fernleitungsnetzbetreiber oder die Regulierungsbehörden *"angemessen und ausreichend detaillierte Informationen über die Tarifbildung, die entsprechenden Methoden und die Tarifstruktur"* zu veröffentlichen. Durch die verwendeten Tarife darf weder die Marktliquidität eingeschränkt noch der Handel über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg verzerrt werden.

---

<sup>11</sup> Die Darstellung der gesetzlichen Grundlagen bezieht sich nur auf die hinsichtlich des Projektgegenstandes „Entry-Exit-Tarifierung“ wesentlichen Kernelemente.

<sup>12</sup> Siehe auch Erwägungsgrund 19 derselben Verordnung.

Für die Gestaltung der durch den Fernleitungsnetzbetreiber angebotenen Kapazitätsprodukte werden zudem weitere Anforderungen festgelegt. Gemäß Artikel 14 müssen Kapazitätsprodukte sowohl auf fester als auch auf unterbrechbarer Basis angeboten werden, wobei der Preis für unterbrechbare Kapazität das Unterbrechungsrisiko reflektiert. Kapazitätsprodukte sind dabei sowohl lang- als auch kurzfristig anzubieten. Zudem dürfen die Preise für unterjährige Kapazitätsprodukte und solche mit unüblichen Anfangsterminen nicht willkürlich höher oder niedriger ausfallen im Vergleich zu dem Marktwert dieser Produkte mit einem Standardjahresprodukt. Die in Anhang 1 der Verordnung aufgeführten Leitlinien spezifizieren darüber hinaus, dass sowohl feste als auch unterbrechbare Kapazitätsprodukte bis zu einer Mindestperiode von einem Tag angeboten werden müssen.

Artikel 16 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 enthält darüber hinaus auch einige Vorgaben zur Kapazitätsvergabe. So sind im Fall vertraglich bedingter Engpässe ungenutzte Kapazitäten zumindest als unterbrechbares Produkt auf dem Day-Ahead-Markt anzubieten.

Weiterführende Vorgaben durch den EU-Rechtsrahmen sind zukünftig zu erwarten, wenn die Ergebnisse der Arbeiten von ACER und ENTSO-G zu Rahmenleitlinien bzw. Netzkodizes abgeschlossen sind.<sup>13 14</sup>

#### 4.1.2 Österreich

Die Anforderungen der EU hinsichtlich der Einführung eines Entry-Exit-Systems wurden in Österreich mit der Verabschiedung des neuen Gaswirtschaftsgesetzes 2011 (GWG 2011) in den österreichischen Rechtsrahmen überführt, zusammen mit anderen Anforderungen des 3. Binnenmarktpaketes, zum Beispiel hinsichtlich der Entflechtung von Fernleitungsnetzbetreibern. Bei der Interpretation des GWG 2011 sind auch die Erläuterungen<sup>15</sup> zu berücksichtigen.<sup>16</sup>

#### Marktmodell

Die grundsätzliche Notwendigkeit zur Einführung eines Entry-Exit-Systems erwächst aus § 31 Abs. 2 in dem es heißt: "*Der Zugang zu Fernleitungsnetzen erfolgt grundsätzlich durch*

---

<sup>13</sup> ACER, Framework Guidelines on Capacity Allocation Mechanisms for the European Gas Transmission Network, FG-2011-G-001, 3 August 2011

<sup>14</sup> ENTSO-G, Network Code on Capacity Allocation Mechanisms, CAP0210-12, 6 March 2012

<sup>15</sup> Beilagen XXIV. GP - Regierungsvorlage - Vorblatt und Erläuterungen, [http://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXIV/II/01081/fname\\_208205.pdf](http://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXIV/II/01081/fname_208205.pdf)

<sup>16</sup> Wenn im Folgenden auf Paragraphen ohne Nennung eines Gesetzes verwiesen wird, ist jeweils das GWG 2011 gemeint.

*Buchung von frei zuordenbaren und handelbaren Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten in das bzw. aus dem Fernleitungsnetz und durch die Einbringung der gebuchten Kapazitäten in eine Bilanzgruppe." Abs. 3 stellt darüber hinaus klar, dass die gebuchten Kapazitäten jeweils zur Ein- bzw. Ausspeisung in das/aus dem Marktgebiet berechtigen als auch zum Transport vom Einspeisepunkt zum virtuellen Handlungspunkt (VHP) bzw. zum Transport vom VHP zum Ausspeisepunkt. Wie in § 68 Abs. 1 weiter präzisiert wird, ist der VHP dabei keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und der Gashandel auch ohne Kapazitätsbuchung möglich. Die Überleitungsvorschriften in § 170 Abs. 6 stellen zudem fest, dass Fernleitungsnetzbetreiber den Zugang zum VHP (soweit technisch möglich) grundsätzlich auf fester Basis zu ermöglichen haben.*

## **Netzentgelte**

Die grundlegenden Vorgaben zur Entgeltermittlung auf der Fernleitungsebene sind in den §§ 70, 72, 74, 82 und 83 enthalten. § 70 Abs. 1 stellt fest, dass die In-Kraft-Setzung der auf Basis einer genehmigten Methode ermittelten Entgelte per Verordnung erfolgt. § 82 enthält die Bestimmungen, die eine Genehmigung der Berechnungsmethode zur Entgeltermittlung durch die Regulierungsbehörde vorschreiben. Weiterhin wird festgelegt, dass als Mengengerüst für die Entgeltermittlung die vertraglich kommittierten Kapazitäten anzusetzen sind.

Gemäß § 72 Abs. 1 und 2 werden im Fernleitungsnetz als Systemnutzungsentgelt drei Komponenten unterschieden: das Netznutzungsentgelt, das Netzzutrittsentgelt und das Netzbereitstellungsentgelt. Bei den letzteren beiden Komponenten handelt es sich um Entgelte im Zusammenhang mit der Herstellung des Netzanschlusses bzw. ggf. notwendigen Maßnahmen zur Erhöhung der Transportkapazität. Für die Entry-Exit-Tarifierung ist nur das Netznutzungsentgelt relevant. Abs. 1 stellt fest, dass das "*Systemnutzungsentgelt dem Grundsatz der Gleichbehandlung aller Systembenutzer, der Erleichterung eines effizienten Gashandels und Wettbewerbs, der Kostenorientierung der weitestgehenden Verursachungsgerechtigkeit*" zu entsprechen hat. Gemäß § 74 Abs. 1 ist das Netznutzungsentgelt auf Basis der vertraglich vereinbarten (also der gebuchten) Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten punktbezogen festzulegen und zu entrichten.

Gemäß § 70 Abs. 2 werden in der Verordnung gemäß § 70 Abs. 1 Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern eines Netzbereichs erforderlichenfalls bestimmt, wobei die Art der Ermittlung der Ausgleichszahlungen zwischen Fernleitungsnetzbetreibern ein Bestandteil der Berechnungsmethode zur Entgeltermittlung gemäß § 82 ist.

Systemnutzungsentgelte entsprechend der oben beschriebenen Vorgaben werden gemäß § 170 Abs. 5 frühestens ab dem 1. Januar 2013 eingeführt. Die Überführung der bisherigen Verträge in den neuen Rechtsrahmen regelt § 170 Abs. 6.

## Kapazitätsprodukte

Details zu den anzubietenden Kapazitätsprodukten sind vor allem in § 36 geregelt. Gemäß Abs. 1 müssen Fernleitungsnetzbetreiber feste und unterbrechbare Kapazitäten anbieten. Die angebotenen Kapazitäten müssen dabei ohne die Festlegung eines Transportpfads sowie ohne sonstige zusätzliche Voraussetzungen buch- und nutzbar sein. Zusätzlich wird festgelegt, dass Kapazitätsbuchungen an buchbaren Punkten unabhängig voneinander, in unterschiedlicher Höhe und zeitlich unabhängig voneinander buchbar sein müssen. In § 36 Abs. 2 wird bestimmt, dass für alle buchbaren Punkte Kapazitäten zumindest auf Jahres-, Monats- und Tagesbasis angeboten werden müssen, jedoch wird keine Quote für bestimmte Laufzeiten festgelegt. In § 37 sind weitere Details zu unterbrechbaren Kapazitäten festgelegt, insbesondere hinsichtlich der Unterscheidung zu festen Kapazitäten. Gemäß § 74 Abs. 1 dürfen Entgelte für Kapazitätsprodukte mit einer Laufzeit von mehr als einem Tag die Summe der entsprechenden Tagesentgelte nicht erheblich unterschreiten dürfen.

§ 35 sieht vor, dass zur Erhöhung der ausweisbaren Kapazität geeignete Maßnahmen getroffen werden können. Erst aus den Erläuterungen zum Gesetz und in Verbindung mit insbesondere § 74 wird deutlich, dass darunter auch Kapazitäten mit eingeschränkter Zuordenbarkeit oder Lastflusszusagen fallen. In den Erläuterungen heißt es dazu weiter: *"Für Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit gemäß § 35 ist ein reduziertes Entgelt festzulegen. Die Reduzierung muss angemessen und diskriminierungsfrei sein. Für Lastflusszusagen gemäß § 35 ist ein gesondertes Netzentgelt zu erheben. Dies muss angemessen und diskriminierungsfrei sein."*<sup>17</sup> Gemäß § 41 Abs. 2 Ziffer 2 ist die Regulierungsbehörde jedoch ermächtigt, die Möglichkeit der Vereinbarung von Zuordnungsaufgaben gemäß § 35 zu begrenzen oder aufzuheben, falls diese einer wettbewerblichen Marktentwicklung entgegensteht.

Hinsichtlich der Vergabe der Primärkapazitäten für Ein- und Ausspeisepunkte im Fernleitungsnetz legt § 39 die Vergabe über eine zentrale Online-Plattform pro Marktgebiet fest. Laut § 14 Abs. 5 ist der Marktgebietsmanager für den Betrieb der Plattform verantwortlich. Die Ausspeisekapazitäten aus dem Fernleitungsnetz in das Verteilnetz werden gemäß § 31 Abs. 3 ausschließlich durch den Verteilergebietsmanager gebucht. Die Buchung an Speicherpunkten erfolgt durch Speicherunternehmen und an Produktionspunkten durch Produktionsunternehmen (§ 74 Abs. 2 und 3). Insbesondere für Speichernutzer hat dies den Effekt, dass diese selbst keine Netznutzungskapazität an Speicherpunkten beim Fernleitungsnetzbetreiber buchen müssen. § 74 Abs. 2 lässt sich darüber hinaus dahingehend interpretieren, dass an Speicherpunkten das Entgelt nur bei der Ausspeisung zu entrichten ist.

---

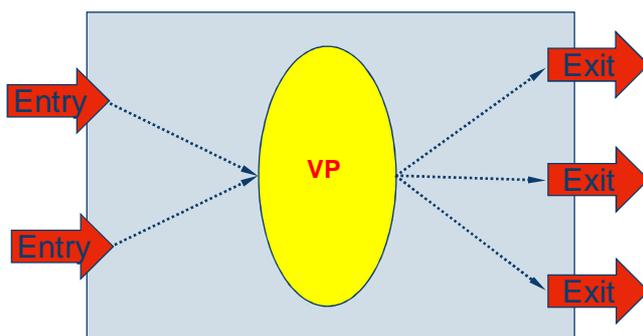
<sup>17</sup> [http://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXIV/II/II\\_01081/fname\\_208205.pdf](http://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXIV/II/II_01081/fname_208205.pdf), S. 25

Nach § 40 Abs. 1 kann bei einem Versorgerwechsel der neue Versorger vom bisherigen Versorger die Übertragung der für die Versorgung dieses Kunden bisher tatsächlich genutzten Einspeisekapazitäten in das Marktgebiet verlangen (Rucksack-Prinzip).

## 4.2 Funktionsweise Entry-Exit-Modell

Das Entry-Exit-Modell basiert auf der Abstraktion von Transportpfaden, wie sie in den klassischen, distanzabhängigen Punkt-zu-Punkt-Transportverträgen hinterlegt waren. Ein- und Ausspeisekapazitäten werden dabei unabhängig voneinander an den Marktgebietsgrenzen durch Transportkunden gebucht und in Bilanzgruppen eingebracht. In der Regel wird ein virtueller Handelspunkt (VHP) als integraler Bestandteil des Entry-Exit-Modells etabliert. Der virtuelle Handelspunkt ist nicht an einen physischen Punkt im Netz gebunden und für jeden Marktteilnehmer erreichbar. Neben den Ein- und Ausspeisekapazitäten sind für den Zugang zum VHP keine gesonderten Ein- oder Ausspeisekapazitäten nötig. Transportkunden, die über Einspeisekapazität in das Marktgebiet verfügen, können damit Gas an den VHP bringen, und Transportkunden, die über Ausspeisekapazität verfügen, können damit Gas vom VHP abtransportieren. Falls ein Transportkunde die Gasbeschaffung vollständig am VHP durchführt, hat er im Entry-Exit-Modell die Möglichkeit ausschließlich Ausspeisekapazität zu buchen; eine Buchung von Einspeisekapazität ist dann nicht nötig. Analog gilt dies auch auf der Einspeiseseite: Wenn zum Beispiel ein Gasimporteur das importierte Gas vollständig am VHP absetzt ohne Kunden zu beliefern, ist die Buchung von Ausspeisekapazität nicht erforderlich.

Der grundsätzliche Aufbau des Entry-Exit-Modells ist in der folgenden Abbildung dargestellt.



**Abbildung 4: Aufbau des Entry-Exit-Modells**

Quelle: KEMA

In der Regel sind Ein- und Ausspeisekapazitäten frei zuordenbar, d.h. sie dürfen in jeder beliebigen Kombination von Ein- und Ausspeisekapazitäten verwendet werden. In der Praxis finden sich gelegentlich Einschränkungen der freien Zuordenbarkeit, vor allem in großen vermaschten Netzen bzw. Marktgebieten, da andernfalls die Menge der verfügbaren Kapazitäten zu stark reduziert werden müsste, um den aus der freien Zuordenbarkeit möglicherweise resultierenden Lastflüssen Rechnung zu tragen (vgl. auch Abschnitte 5.2 und 5.3) bzw. zu große Investitionen in Kapazitätserweiterungen notwendig würden.

Einspeisekapazität berechtigt dazu, an einem Entry-Punkt ein bestimmtes Gasvolumen pro Stunde/Tag in das Gasnetz einzuspeisen und zum VHP zu transportieren. Ausspeisekapazität berechtigt dazu, ein bestimmtes Gasvolumen pro Stunde / Tag vom VHP zu einem Exit-Punkt zu transportieren und an einem Exit-Punkt aus dem Gasnetz zu entnehmen. In Summe müssen sich Ein- und Ausspeisungen dabei entsprechen, andernfalls entsteht ein Ungleichgewicht. Ungleichgewichte werden über den Bilanzierungs- und Ausgleichsenergiemechanismus ausgeglichen bzw. abgerechnet (siehe unten).

Ein- und Ausspeisekapazitäten werden in der Regel auf Basis verschiedener Kapazitätsprodukte angeboten. Dabei werden Kapazitäten zunächst in feste und unterbrechbare Kapazitäten unterteilt. Feste Kapazitäten enthalten eine garantierte Bereitstellung (außer Force Majeure). Die Menge der als fest bereitzustellenden Kapazitäten entspricht damit der technischen Transportkapazität des Leitungsnetzes. Darüber hinaus wird unterbrechbare Transportkapazität vermarktet. Unterbrechbare Kapazitäten enthalten kein garantiertes Transportrecht. Falls Netzengpässe dazu führen, dass die auf unterbrechbarer Basis gebuchten Kapazitäten durch den Netzbetreiber nicht bedient werden können, so hat der Netzbetreiber das Recht entsprechende Nominierungen zu reduzieren oder abzulehnen. Unterbrechbare Kapazität basiert in der Regel auf Kapazitäten, die nicht ausreichend sicher bereitgestellt werden können, zum Beispiel da ihre Verfügbarkeit von den tatsächlichen Lastflüssen, also der tatsächlichen Aufkommens- und Verbrauchssituation abhängig ist. Außerdem kann unterbrechbare Kapazität an solchen Punkten vermarktet werden, an denen keine technische Kapazität existiert, etwa Gegenstromkapazität (Backhaul), bei der der Gastransport (virtuell) entgegen der Flussrichtung erfolgt und durch die Reduzierung des Hauptstromes dargestellt wird.

Weiterhin werden Kapazitätsprodukte hinsichtlich ihrer Laufzeit in kurz- und langfristige Kapazitätsprodukte unterschieden. Als kurzfristig werden dabei Laufzeiten von weniger als einem Jahr bezeichnet. In der Regel werden kurzfristige Kapazitätsprodukte von bis zu einem Tag Laufzeit verwendet. Langfristige Kapazitätsprodukte sind solche mit einer Laufzeit von einem Jahr oder mehr. Traditionell dominieren langfristige Kapazitätsprodukte das Transportgeschäft, jedoch steigt mit zunehmender Liquidität und Volatilität des Gasmarktes auch die Nachfrage nach flexibel buchbaren kurzfristigen Kapazitätsprodukten.

Daneben sind wie bereits beschrieben auch Kapazitätsprodukte möglich, die eine Beschränkung der freien Zuordenbarkeit beinhalten, sowie spezielle Produkte um lokale Besonderheiten abzubilden. Dies können zum Beispiel spezielle Kurzstreckentransportkapazitäten oder Wheeling sein, d.h. der Übergang von einem Pipelinesystem in ein anderes an einem Hub.

Die Menge der zur Verfügung stehenden Kapazitäten wird durch den/die Netzbetreiber mit Hilfe von hydraulischen Simulationen berechnet. Maßgabe dabei ist, dass sich aus den dem Markt zur Verfügung gestellten Ein- und Ausspeisekapazitäten keine Lastflusssituationen ergeben dürfen, die zu einem für den Netzbetreiber nicht kontrollierbaren Netzzustand führen (z.B. Einhaltung der Druckrandbedingungen) bzw. bei dem die Versorgungssicherheit gefährdet wird (z.B. durch vertraglich nicht abgedeckte Versorgungsunterbrechungen) und vertragliche Verpflichtungen, auch gegenüber nach- und vorgelagerten Netzbetreibern eingehalten werden. Den Kapazitätsberechnungen sollten daher auch extreme (wenngleich realistische) Netzzustände zugrunde gelegt werden.

Über die einem Transportkunden zur Verfügung stehende Kapazität an Ein- und Ausspeisepunkten wird im Voraus ein Vertrag mit dem Netzbetreiber abgeschlossen (gebuchte Kapazitäten/kontrahierte Kapazitäten). Durch die Zusammenfassung von Ein- und Ausspeisekapazitäten innerhalb der Bilanzgruppe oder innerhalb des Kapazitätsportfolios eines Transportkunden wird die Möglichkeit geschaffen, diese Kapazitäten flexibel auf Grundlage aktueller Marktbewegungen zu nutzen. Gas kann flexibel aus verschiedenen Quellen bezogen und flexibel abgesetzt werden - im Rahmen der bestehenden Bezugs- und Lieferverpflichtungen eines Transportkunden. So kann sich ein Lieferant zum Beispiel entscheiden, ob er in Phasen mit niedrigen Marktpreisen Gas eher am VHP beschafft anstatt innerhalb bestehender Importverträge (insofern die Importverträge die nötige Flexibilität bieten). Dadurch, dass Gasflüsse auf Preissignale des Marktes reagieren können, fördert das Entry-Exit-Modell Handelsaktivitäten und allokativen Effizienz.

Abgesehen von der ursprünglichen Kapazitätsbuchung müssen Transportkunden gegenüber dem Netzbetreiber eine Nominierung über die tatsächlich beabsichtigte Kapazitätsbuchung abgeben. Die finale Nominierung erfolgt in der Regel am Vortag, häufig ist untertäglich eine Renominierung möglich, um ggf. kurzfristige Änderungen der Bezugs- oder Absatzsituation abzubilden. Die Nominierung kann in der Regel nur innerhalb des gebuchten Kapazitätsgerüsts erfolgen. Bevor der Netzbetreiber die Nominierung bestätigt, führt er einen Matching-Prozess durch, bei dem die eingegangenen Nominierungen aller Transportkunden in Zusammenarbeit mit benachbarten Netzbetreibern und ggf. dem Betreiber des VHP auf Konsistenz und Durchführbarkeit (bei unterbrechbaren Kapazitäten) überprüft werden. Anschließend erfolgt eine Rückmeldung über die akzeptierte Nominierung an den Transportkunden.

Für gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten wird zunächst ein kapazitätsbezogenes Entgelt erhoben, unabhängig von der Nutzung. In einzelnen Systemen wird darüber hinaus auch ein

---

nutzungsabhängiges Entgelt erhoben, häufig um variable Transportkosten zu decken. Transporttarife werden dabei vom Netzbetreiber für alle Ein- und Ausspeisepunkte festgelegt (bzw. mitunter auch durch die Regulierungsbehörde).

Die Berechnung der Netznutzungsentgelte erfolgt im Entry-Exit-Modell durch die Umlegung aller anfallenden Kosten auf die Einspeise- und Ausspeisepunkte. Das zu zahlende Entgelt für den Gastransport setzt sich aus dem Einspeise- und Ausspeisetarif zusammen (und ggf. dem Nutzungsentgelt). Die Summe aller an einen Netzbetreiber gezahlten Entgelte soll die Kosten decken, die dem Netzbetreiber durch die Regulierungsbehörde im Rahmen der zulässigen Erlöse erlaubt sind. Die Tarife sollten dabei aus wirtschaftstheoretischer Sicht idealerweise sowohl kostenreflektierend und nicht-diskriminierend sein, als auch effiziente ökonomische Signale hinsichtlich der Knappheit des jeweiligen Produktes generieren, um ein gesamthaft möglichst wohlfahrtsoptimales Ergebnis zu gewährleisten.

Für den Fall, dass die in das Gasnetz eingespeisten Gasmengen auf der einen Seite und die bezogenen Gasmengen auf der anderen Seite innerhalb einer festgelegten Periode (zum Beispiel einem Tag) nicht übereinstimmen, weist das Bilanzkonto eines Transportkunden oder einer Bilanzgruppe ein Ungleichgewicht auf. Dieses wird im Rahmen des Bilanzausgleichs entweder durch Rücklieferung oder durch eine Ausgleichszahlung behoben, dem Ausgleichsenergiemechanismus. Der Ausgleichsenergiemechanismus ist in der Regel mit Anreizen für Transportkunden versehen, ein Ungleichgewicht zu vermeiden (z.B. Pönalen). Falls es trotzdem zu Fehl- oder Überschussmengen im Netz kommt, ist der Netzbetreiber für die Beschaffung und den Einsatz von physischer Regelenergie zur Erhaltung der Netzstabilität und Integrität verantwortlich.

---

## 5. Optionen und Empfehlungen für die Ausgestaltung des E/E-Modells in Österreich

In dem folgenden Kapitel werden zunächst die grundsätzlichen Ausgestaltungsmöglichkeiten für die Umsetzung des Entry-Exit-Modells in Österreich dargelegt und im Weiteren zentrale Aspekte im Einzelnen betrachtet. Dabei werden die verschiedenen Optionen dargestellt, im Hinblick auf die Umsetzung in Österreich bewertet und es werden Empfehlungen zur Anwendung des Entry-Exit-Modells in Österreich abgegeben.

### 5.1 Grundlegende Eigenschaften

Im nachstehenden Abschnitt werden die grundlegenden Eigenschaften bzw. die grundlegenden Ausgestaltungsoptionen eines Entry-Exit-Modells im Detail erläutert. Die Diskussion basiert dabei auf der generellen Funktionsweise eines Entry-Exit-Modells wie in Abschnitt 4.2 beschrieben. Im Hinblick auf viele dieser Aspekte trifft das Gaswirtschaftsgesetz bereits eine eindeutige Festlegung zur Ausgestaltung des Entry-Exit-Modells in Österreich.

#### 5.1.1 Kapazitätsallokation

Bei der Ausgestaltung des Netzzugangmodells ist zunächst insbesondere der Mechanismus der Kapazitätsvergabe zu betrachten, da vorwiegend die Kapazitätsvergabe darüber entscheidet, ob der Marktzutritt für neue Marktteilnehmer einfach und ohne ungerechtfertigte Hindernisse möglich ist, bzw. ob Marktteilnehmer in der Lage sind – unabhängig von den dafür zu zahlenden Entgelten – Zugang zu den von ihnen benötigten Transportkapazitäten zu bekommen.

Bei der Kapazitätsvergabe wird zwischen Primär- und Sekundärvermarktung unterschieden. Die Primärkapazitätsvergabe umfasst dabei die Vermarktung durch den Netzbetreiber, ungeachtet dessen, ob es sich um Kapazitäten handelt, die nach einer Kapazitätserhöhung erstmalig vergeben werden, um solche aus ausgelaufenen Verträgen, oder um Kapazitäten, die zurückgegeben oder wegen Nichtnutzung entzogen wurden. Die Sekundärkapazitätsvergabe umfasst die Vermarktung durch Transportkunden. Hierbei verkaufen Transportkunden dauerhaft oder temporär nicht (mehr) genutzte Kapazitäten, was in der Regel außerhalb des regulierten Entgeltes stattfindet. Die Sekundärvermarktung bietet insbesondere bei Kapazitätsknappheiten die Möglichkeit Kapazitäten einer effizienten Nutzung zuzuführen. Ein wirksamer Mechanismus zur Kapazitätsentziehung bei Nichtnutzung kann dabei erheblich zum Funktionieren eines Sekundärmarktes beitragen.

---

Für einen funktionierenden Netzzugang ist zunächst die Primärkapazitätsvergabe relevant. Die folgenden Erläuterungen sind daher in erster Linie darauf zu beziehen.

Die wesentlichen Optionen zur Allokation von Kapazitäten sind die Vergabe nach dem sogenannten Windhundprinzip (First-Come-First-Served, FCFS), die ratierte Kapazitätsallokation (pro rata) und marktbasierend im Rahmen von Auktionen (die Ausgestaltung der Vergabe von Primärkapazitäten durch einen Auktionsmechanismus wird detailliert in Abschnitt 5.5 diskutiert). Daneben können auch Open Seasons als Mittel zur Kapazitätsvergabe dienen, diese sind jedoch auf Kapazitätserhöhungen aufgrund von Investitionen beschränkt und werden daher im Folgenden nicht weiter behandelt.

Unter dem FCFS-Prinzip erhalten Netzkunden in der Reihenfolge ihrer verbindlichen Anfrage die nachgefragten bzw. verfügbaren Kapazitäten. Die Vergabe kann mit Haltefristen verbunden sein, innerhalb derer der Netzkunde eine Entscheidung zum verbindlichen Kauf treffen muss. Es ist derzeit (noch) das vorwiegend in der EU verwendete Allokationsverfahren. Der größte Vorteil besteht in der unbestreitbaren Einfachheit und der Möglichkeit die Buchungsanfrage sehr zeitnah zu beantworten, da im Grunde nur das Vorhandensein entsprechender freier Kapazitäten geprüft werden muss. Da das FCFS-Prinzip keinen eigenen Entgeltbildungsmechanismus enthält, erfolgt die Abrechnung grundsätzlich zum regulierten Entgelt.

Das FCFS-Verfahren weist jedoch trotz der weit verbreiteten Anwendung aus wettbewerblicher Sicht einige gravierende Nachteile auf. Die Methode ist grundsätzlich nicht marktbasierend, was dann zu Problemen führt, wenn Kapazitäten nicht im Übermaß verfügbar sind. Abgesehen von einem Zustand, in dem weitere Kapazitätsanfragen nicht mehr befriedigt werden können, Kapazitäten also ausverkauft sind, werden keine Knappheitssignale generiert, die den ökonomischen Wert der Kapazität reflektieren und vorhandene Knappheiten aufzeigen. Derartige Signale sind jedoch unverzichtbar für eine effiziente Kapazitätsallokation bei Vorliegen von Knappheiten. Falls Transportkapazitäten knapp sind, ist das FCFS-Verfahren nicht als diskriminierungsfrei zu bezeichnen. Neue Marktteilnehmer werden gegenüber etablierten Marktteilnehmern benachteiligt, da erstere zumeist über Informationsvorsprünge verfügen, die es innerhalb dieses Modells grundsätzlich einfacher machen einmal aufgebaute Marktmachtpositionen zu halten.

Ein weiteres wesentliches Vergabeprinzip ist die anteilige (ratierte) Kapazitätsvergabe oder Pro-rata-Allokation. Unter der Pro-rata-Vergabe erhalten Netzkunden, die zu einem bestimmten Zeitpunkt eine verbindliche Anfrage für Kapazitäten abgegeben haben, diese zu dem Anteil, der dem Anteil der zu diesem Zeitpunkt gesamt nachgefragten Kapazität an der verfügbar gemachten Kapazität entspricht - vorausgesetzt, es ist nicht in ausreichendem Maße Kapazität vorhanden, um allen Nachfragern die volle Kapazitätsmenge zu vergeben. An diesem Vergabeprinzip wird sehr gut deutlich, dass die Verfahren der Kapazitätsallokati-

on letztlich nur im Fall von (potenziellen) Engpässen praktisch relevant sind, da die Ergebnisse bei ausreichenden Kapazitäten zur Bedienung aller Nachfragen nicht von den Ergebnissen der FCFS-Methode abweichen.

Die Pro-rata-Allokation nimmt die für die FCFS-Methode beschriebenen Nachteile auf. Buchungsanfragen werden innerhalb eines Zeitfensters (Open Subscription Period) gesammelt und unabhängig vom Zeitpunkt der Anfrage als gleichberechtigt betrachtet. Anschließend wird die vorhandene Kapazität ratierlich auf die eingegangenen Anfragen verteilt, falls die verfügbare Kapazität nicht ausreicht, um alle Kapazitätsanfragen in voller Höhe zu bedienen.

Da auch die Pro-rata-Methode keinen eigenen Entgeltbildungsmechanismus enthält, erfolgt die Abrechnung grundsätzlich zum regulierten Entgelt.

Genau wie die FCFS-Methode ist auch die Pro-rata-Methode nicht marktbasiert, d.h. sie erzeugt wiederum nur begrenzt ökonomische Signale. Daneben bietet die Methode Anreize für strategisches Bieterverhalten, falls Knappheiten antizipiert werden. Dies kann trotz Kontrollmechanismen zu einer deutlich überhöhten Kapazitätsnachfrage führen. Die Pro-rata-Methode kann auch zu einer Diskriminierung von kleineren bzw. neuen Marktteilnehmern führen. Neuere Marktteilnehmer sind nur begrenzt in der Lage, Knappheiten zu antizipieren, während kleinere Marktteilnehmer häufig nur begrenzte Möglichkeiten haben, Kürzungen der nachgefragten Kapazitätskontingente innerhalb des eigenen Portfolios zu kompensieren.

Um die beschriebenen Nachteile der FCFS- und der Pro-rata-Methode zu umgehen, werden zunehmend Auktionen zur Kapazitätsvergabe verwendet. Bei Auktionen als marktbasierter Methode entscheidet vor allem die Zahlungswilligkeit eines Kunden über die Kapazitätsvergabe. Im Rahmen von Auktionen bieten Netznutzer einen Preis und erhalten Kapazitäten in Abhängigkeit von den Preisen ihrer Mitbieter sowie der Gesamtnachfrage. Damit führt die Auktion zu einer ökonomisch effizienteren Kapazitätsallokation als die beiden anderen beschriebenen Mechanismen. Der wesentliche Nachteil einer Auktion besteht in dem deutlich aufwändigeren Verfahren, vor allem im Vergleich zur FCFS-Methode. Auktionen bieten sich daher vor allem bei Vorliegen von deutlichen Netzengpässen als Vergabeverfahren an. Falls keine Engpässe vorliegen, werden Kapazitäten normalerweise zum Reservepreis vergeben. In diesem Fall sind die Ergebnisse vergleichbar mit den Ergebnissen aus der FCFS- oder Pro-rata-Methode bei Nicht-Vorliegen von Engpässen.

In der ACER-Rahmenrichtlinie, sowie dem Network Code der ENTSO-G zu Kapazitätszuweisungsmechanismen wird die grundsätzliche Auktionierung aller festen und unterbrechbaren Kapazitäten für alle Vertragsdauern, mit Ausnahme von untertäglichen Kapazitäten, vorgeschrieben. Es wird damit gerechnet, dass die Verwendung von Auktionen als einzig anwendbares Vergabeinstrument im Rahmen der EU rechtsverbindlich gemacht wird.

---

Auktionen können unterschiedlich ausgestaltet sein. Wir erläutern Auktionen eingehender in Abschnitt 5.5.

### 5.1.2 Kostenorientierung

Die Berechnung der Netznutzungsentgelte erfolgt im Entry-Exit-Modell durch die Umlegung aller anfallenden Kosten (soweit durch die Regulierungsbehörde genehmigt) auf die Einspeise- und Ausspeisetarife. Die Summe der Einspeise- und Ausspeiseentgelte für die durch den Netznutzer gebuchte Kapazität sollte den zulässigen Erlösen, also den effizienten Kosten der Netzbereitstellung, entsprechen.

Im Entry-Exit-Modell, bei dem der Tarifierung das Prinzip der Kostenorientierung zugrunde liegt<sup>18</sup>, werden Ein- und Ausspeiseentgelte so festgelegt, dass sie möglichst genau den zugrundeliegenden Kosten entsprechen, d.h. das Entgelt für den Transport einer Einheit Gas entspricht den Kosten, um diese Einheit sicher und zuverlässig vom Einspeise- zum Ausspeisepunkt zu transportieren. Das Prinzip der Kostenorientierung kombiniert zwei wesentliche Kriterien: ökonomische (allokative) Effizienz und Kostendeckung.

Um ökonomisch effizient zu sein, muss die gewählte Tarifstruktur verlässliche Signale generieren, aus denen Netznutzer ableiten können, welche Kosten ihre Nutzung verursacht, und den Netzbetreiber dazu anreizen, die vorhandene Transportinfrastruktur so optimal wie möglich einzusetzen (sowohl im Hinblick auf das Tagesgeschäft als auch auf längerfristige Sicht), bzw. adäquate Investitionsanreize geben.

Um das Kriterium der Kostendeckung zu erfüllen, muss das Tarifsystem in einer Weise strukturiert sein, die es dem regulierten Netzbetreiber erlaubt, einen Umsatz zur Deckung seiner als effizient anerkannten Kosten zu erwirtschaften. Dadurch wird ein sicherer Netzbetrieb auch längerfristig garantiert werden.

Das Tarifsystem sollte praktikabel und transparent gestaltet werden. Dies erlaubt Marktteilnehmern eine schnelle und einfache Bewertung der potenziellen Kosten für die zur Abwicklung des Handelsgeschäftes notwendigen Transportkapazitäten und trägt damit zur Entwicklung des wettbewerblich organisierten Gasmarktes bei.

Hauptelement der Gestaltung von Netzentgelten ist die Gewährleistung von gleichen Bedingungen für die Netznutzer. Dies bedeutet, dass alle Netznutzer unabhängig von Kapitalverhältnissen, Größe und/oder anderen Faktoren gleich und nicht-diskriminierend zu behandeln sind.

---

<sup>18</sup> Alternativ wären zum Beispiel auch Tarife möglich, die auf Vergleichen mit anderen Entry-Exit-Systemen beruhen und daher keine Verknüpfung zu den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers aufweisen.

### 5.1.3 Kostenverteilung

Ein wichtiger Schritt bei der Tarifierung ist die Übertragung der genehmigten Kosten bzw. der genehmigten Erlöse in die individuellen Netznutzungstarife. Die Kostenverteilung und die Berechnung der Netzentgelte können auf Durchschnitts- oder Grenzkosten basieren.

Die Durchschnittskosten für die Nutzung eines Netzes werden berechnet, indem die Gesamtkosten des Übertragungs- bzw. Verteilungssystems durch eine bestimmte Bezugsgröße geteilt werden. Dabei lassen sich die Durchschnittskosten in Abhängigkeit von der Leistung, der Arbeit, den Leitungslängen des Transportsystems und/oder der Zeit bzw. des Zeitraums der Beanspruchung des Netzes ermitteln. Die Ermittlung der Durchschnittskosten ist durch eine Kostenaufschlüsselung von Gemeinkosten charakterisiert, welche auf bestimmten Informationen und Datenverfügbarkeit basiert.

Vorteil der Verwendung von Durchschnittskosten zur Bildung von Netznutzungstarifen ist die vollständige Deckung der Kosten, die einem Netzbetreiber durch den Netzbetrieb entstehen (bzw. der genehmigten Erlöse). Der Hauptnachteil besteht darin, dass die resultierenden Netznutzungstarife keine deutlichen Knappheitssignale enthalten. Bei abnehmender Kapazitätsauslastung steigen die Durchschnittskosten, da Fixkosten auf eine abnehmende Bemessungsgrundlage verteilt werden, also eine sinkende Menge von MWh/Stunde oder MWh, während eine höhere Kapazitätsauslastung in geringeren Tarifen resultiert.

Die Verwendung von grenzkostenbasierten Preisen beruht auf dem Versuch, das Verhalten wettbewerblicher Märkte abzubilden, auf denen ein Produzent zum Wettbewerbspreis verkauft, sobald dieser größer oder gleich den eigenen Grenzkosten ist. Grenzkosten werden dabei als die Kosten definiert, die mit der Herstellung bzw. Lieferung einer zusätzlichen Einheit eines Gutes verbunden sind. Daraus folgt, dass bei der Verwendung von grenzkostenbasierten Ansätzen zunächst das Inkrement definiert werden muss.

In Abhängigkeit davon, ob der Kapitalstock zur Bereitstellung eines Gutes als konstant betrachtet wird oder ob zusätzliche Investitionen notwendig sind, wird zwischen kurz- und langfristigen Grenzkosten unterschieden. Kurzfristige Grenzkosten im Gastransport stellen dabei die Kosten für den Transport einer zusätzlichen Einheit Gas im bestehenden Transportsystem dar, zum Beispiel durch Erhöhung des Betriebsdrucks innerhalb der zulässigen Druckbedingungen. Langfristige Grenzkosten stellen die zusätzlichen Kapital- und Betriebskosten der Netze pro Periode dar, die beim Transport einer zusätzlichen Einheit (MWh/Stunde oder MWh) entstehen. Jede zusätzlich transportierte (eingesparte) Einheit Gas verursacht eine

---

Erhöhung (Verminderung) von Grenzkosten für Transportkapazitäten (zeitliche Vorverlagerung oder Verschiebung der Investitionen).<sup>19</sup>

Die sinkende Funktion der langfristigen Durchschnittskosten (steigende Skalenerträge) führt bei grenzkostenorientierter Preisbildung zur Unterdeckung der Durchschnittskosten und zum Verlust der Unternehmenssubstanz und Finanzkraft.<sup>20</sup> Zweitens impliziert die oben zitierte Grenzkostenpreisregel durchweg marginale Änderungen. Insbesondere wird angenommen, die Kapazität lasse sich in unendlich kleinen Schritten ausdehnen oder abbauen. Solche stetige Teilbarkeit der Gasversorgungsanlagen ist aus technologischen und wirtschaftlichen Gründen auszuschließen. Deshalb entstehen infolge der *lumpiness* der Investitionen Überkapazitäten und Abweichungen von dem optimalen Plan mit perfekt angepasstem Angebot und Nachfrage.

Da bei der Verwendung von rein grenzkostenbasierten Preisen, wie oben beschrieben, die Vollkosten eines Unternehmens in der Regel nicht gedeckt werden können, werden in der Praxis der Preisbildung häufiger Durchschnittskosten zugrunde gelegt, oder es wird eine Mischung aus beiden Ansätzen verwendet (hybrider Ansatz). Beim hybriden Ansatz werden die Preissignale der Grenzkostenmethode erhalten, jedoch wird gleichzeitig die Kostendeckung für Netzbetreiber sichergestellt. Die systematischen Unterschiede zwischen beiden Methoden sind im Folgenden tabellarisch gegenüber gestellt.

---

<sup>19</sup> In der Praxis werden häufig die Zuwachskosten (ermittelt als finanzmathematische Durchschnittskosten) als Maßstab für die langfristigen Grenzkosten verwendet. Zu ihrer Bestimmung wird eine Veränderung derjenigen Determinante simuliert, deren Einfluss auf die Kosten ermittelt werden soll (in der Regel die Transportmenge oder -kapazität). Diese Variation ist diskret und nicht infinitesimal, so dass keine echte Grenzbetrachtung vorgenommen wird, sondern nur eine Differenzanalyse, die aber immerhin einen Indikator für die Grenzkostenwerte mit sich bringt.

<sup>20</sup> Vgl. Wied-Nebelling (1997), Markt- und Preistheorie, S.37-40.

	<b>Grenzkosten</b>	<b>Durchschnittskosten</b>
<b>Ökonomische Effizienz</b>	Hoch	Relativ niedrig
<b>Kostendeckung</b>	Um Kostendeckung zu gewährleisten, sind Anpassungen notwendig.	Ergibt sich automatisch aus der Kostenverteilung
<b>Transparenz und einfache Handhabung</b>	Niedrig – aufwändige Modellierung ist erforderlich.	Hoch – Tarifbildungsansatz ist unmittelbar nachvollziehbar.
<b>Nicht-Diskriminierung</b>	Variiert – hängt von den zur Kostendeckung vorzunehmenden Anpassungen ab.	Variiert – Hängt von den Regeln für die Kostenverteilung und Tarifsetzung ab.
<b>Praktische Implementierung</b>	Generiert kurz- und langfristige ökonomische Signale (z.B. zu Netzengpässen), erfordert jedoch aufwändige Modellierung.	Findet häufig Verwendung.

**Tabelle 2: Unterschiede zwischen grenzkosten- und durchschnittskostenbasierter Entgeltbildung**

Quelle: KEMA

Wir befürworten die Verwendung eines hybriden Ansatzes, bei dem die Kostenverteilung in zwei Schritten vorgenommen wird. Im ersten Schritt werden die genehmigten Kosten dabei auf die einzelnen Netzteile (Leitungssegmente) verteilt, um in einem zweiten Schritt die Verteilung auf die verschiedenen Kapazitätsprodukte vorzunehmen. Als Proxy für die langfristigen Grenzkosten sollten dabei die Wiederbeschaffungswerte zur Verteilung der Kosten auf die Pipelinesegmente verwendet werden.

Das geschilderte Vorgehen vereint die Zielsetzung der Verwendung eines kostenorientierten Tarifsystems und bietet gleichzeitig eine hohe Nachvollziehbarkeit. Die Komplexität der Tarifikalkulation und die Datenanforderungen für Tariffberechnungen sind überschaubar. Zudem können die Auswirkungen auf die Änderung der Entgeltsystematik minimiert werden.

#### 5.1.4 Tarifstruktur, Arbeits- und Leistungspreis

Die Tarifstruktur reflektiert sowohl das Portfolio verschiedener Transportprodukte bzw. – services, die durch den Netzbetreiber angeboten werden, als auch die verschiedenen Entgeltkomponenten, die bei Buchung und Nutzung der angebotenen Dienstleistungen zur Anwendung kommen. Tarife werden in der Regel in einer Weise differenziert, die es erlaubt, die mit der Erbringung einer Dienstleistung verbundenen Kosten adäquat in den dafür erhobenen Entgelten zu reflektieren. Die Ausgestaltung der Tarifstruktur hängt dabei sehr stark von der verwendeten Methode zur Kostenverteilung ab.

Um die durch die Vorhaltung und Erbringung von Transportleistungen entstehenden Kosten zu decken, können Entgelte auf Basis der transportierten Gasmengen (Arbeitsentgelt, *Commodity Charge*) oder basierend auf den durch einen Transportkunden kontrahierten Kapazitäten (Kapazitätsentgelt, *Capacity Charge*) berechnet werden. Das Arbeitsentgelt wird als Entgelt pro transportierter Einheit Gas, z.B. MWh oder m<sup>3</sup>, erhoben. In der Regel wird das Arbeitsentgelt entweder auf die Einspeise- oder die Ausspeisemengen bezogen erhoben. Das Kapazitätsentgelt bezieht sich auf die für einen Zeitraum kontrahierte maximale Transportleistung, z.B. in der Form MWh/Stunden pro Jahr oder m<sup>3</sup>/Stunden pro Jahr. Zusätzlich werden üblicherweise Tarife für eine Überschreitung der kontrahierten Kapazitäten festgelegt, falls eine solche Überschreitung durch den Netzbetreiber toleriert wird oder technisch nicht ausgeschlossen werden kann.

Die grundlegende Frage bei der Ausgestaltung der Tarifstruktur besteht zunächst darin, welcher Teil der Kosten nutzungsabhängig durch das Arbeitsentgelt und welcher Teil über das durch Kapazitätsbuchung anfallende Kapazitätsentgelt gedeckt werden sollte. Je höher der Anteil der Kosten, die durch das Kapazitätsentgelt gedeckt werden, desto stabiler sind die Umsatzerlöse des Netzbetreibers unabhängig von der tatsächlichen Nutzung der kontrahierten Kapazitäten durch Transportkunden. Gleichzeitig wird ein solches Vorgehen jedoch tendenziell die verbrauchsspezifischen Transportkosten für (die Versorgung von) Kunden mit einer niedrigen Benutzungsdauer, also mit deutlich volatilen Abnahmeprofilen und vergleichsweise wenigen Volllaststunden, tendenziell erhöhen, während Kunden mit einem sehr flachen Abnahmeprofil eher davon profitieren könnten.

Die wesentlichen Eigenschaften von Arbeits- und Kapazitätsentgelten sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

	Kapazitätsentgelt	Arbeitsentgelt
Vorteile	<p>Spiegelt die Investitionsentscheidungen bei der Netzplanung wieder, da das Netz für die Spitzenbelastung ausgelegt ist, daher Kausalität zwischen Nachfrage und Kosten.</p> <p>Kompatibel mit spitzenlastbasierten Preisansätzen, da der Wert der Transportkapazitäten in Phasen hoher Nachfrage höher ist.</p>	<p>Entspricht eher Gleichheitsgrundsätzen, da Transportkunden nur für die tatsächliche Netznutzung zahlen.</p> <p>Berücksichtigt den Umstand, dass das Netz auch in Schwachlastzeiten genutzt wird.</p>
Nachteile	<p>Kann Eintrittshürde für die Nutzung des Transportnetzes darstellen und mindert daher Anreize die Auslastung des vorhandenen Netzes zu erhöhen.</p> <p>Kann bei unterschiedlichen Lastprofilen zu unterschiedlichen verbrauchsspezifischen Transportkosten führen.</p>	<p>Verteilt bereits versunkene Kosten auf die aktuelle Transportmenge und kann daher ökonomische Preissignale verwässern oder verzerren.</p> <p>Kann zur Aufweichung des Kausalitätsprinzips führen.</p>

**Tabelle 3: Vergleich von Kapazitäts- und Arbeitsentgelten für Netznutzung**

Quelle: KEMA

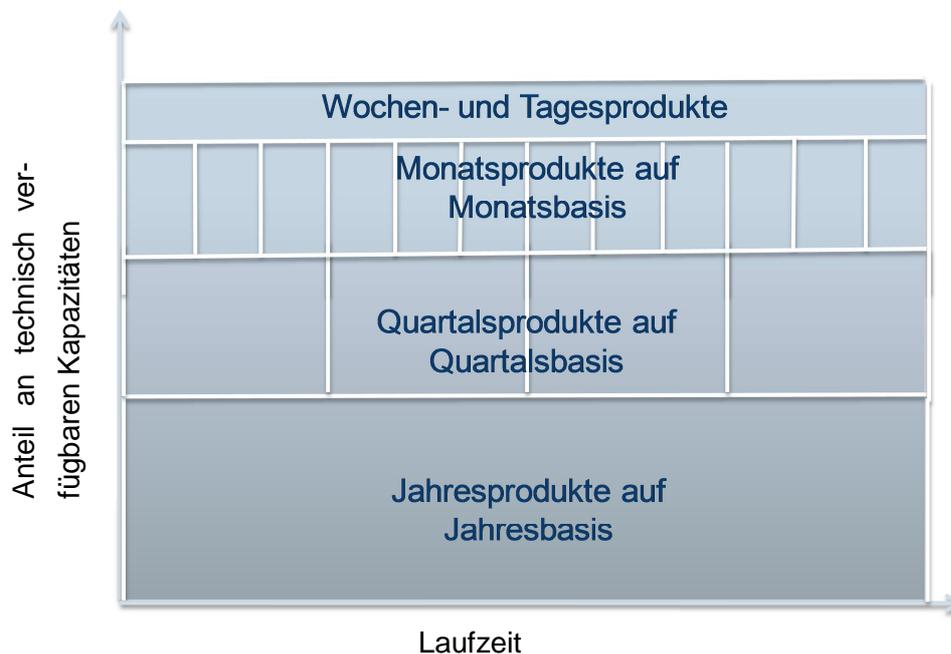
Die in der Tabelle beschriebenen Vor- und Nachteile zeigen, dass es keinen eindeutig richtigen Weg zur Verteilung der Kosten auf Arbeits- und/oder Kapazitätsentgelte gibt. Die Praxis zeigt, dass Entgelte auf Fernleitungsebene in der Regel einen sehr hohen Anteil der Kostendeckung durch Kapazitätsentgelte aufweisen, während nur ein kleinerer Teil der Kosten (z.B. die variablen Kosten) auf Arbeitsentgelte verteilt werden. In manchen Fällen werden alle Kosten über die Kapazitätsentgelte gedeckt.

Bei den im Rahmen der Länderanalyse untersuchten Beispielen zeigt sich dabei eine gewisse Vielfalt bei der Verwendung von (ergänzenden) Arbeitsentgelten, ein sehr hoher Anteil der Kosten, z.T. sogar vollständig, wird jedoch in allen Fällen durch Kapazitätsentgelte gedeckt (vgl. Abschnitt 3.1.2).

Für die Umsetzung in Österreich ist jedoch anzumerken, dass gemäß Gaswirtschaftsgesetz § 74 ohnehin nur die Verwendung eines reinen Kapazitätsentgeltes zulässig ist (vgl. Abschnitt 4.1.2).

### 5.1.5 Kapazitätsprodukte mit unterschiedlicher Laufzeit

Wie bereits in Abschnitt 4.2 beschrieben, können Kapazitätsprodukte mit unterschiedlichen Laufzeiten vergeben werden. Es kann zwischen lang- und kurzfristigen Produkten unterschieden werden, wobei sich langfristige Produkte durch eine Laufzeit von mehr als einem Jahr und kurzfristige Produkte durch eine Laufzeit von weniger als einem Jahr (z.B. Quartal, Monat, Woche oder Tag) auszeichnen. Das Ein-Jahresprodukt ist in der Regel das Standardprodukt, von dem die anderen Produkte "abgeleitet" werden.



**Abbildung 5: Schematische Darstellung verschiedenläufiger Produkte**

Quelle: KEMA

Bei der Verwendung unterjähriger Kapazitätsprodukte stellen sich grundsätzlich zwei Fragen. Erstens: Welche Kapazitäten werden auf dem Kurzfristmarkt angeboten? Und Zweitens: Wie werden Kurzfristprodukte bepreist?

Hinsichtlich der ersten Frage gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten:

- Als kurzfristige Kapazitäten werden nur übrig gebliebene Kapazitäten bzw. solche, deren Verfügbarkeit erst kurzfristig feststeht, angeboten.
- Ein fester Anteil der gesamten Kapazitäten wird für Kurzfristprodukte reserviert.

Unserer Auffassung nach sollten feste Kapazitätsanteile für den Kurzfristmarkt reserviert werden. Nicht gebuchte Kapazitäten oder kurzfristig anbietbare Kapazitäten sollten dabei zusätzlich als Kurzfristprodukte angeboten werden.

Während langfristige Kapazitätsprodukte aus Netzbetreibersicht der Absicherung von Investitionen dienen und für Lieferanten aus Aspekten der Versorgungssicherheit, vor allem bei Unsicherheit über die zukünftige Verfügbarkeit von Transportkapazitäten, eine wichtige Rolle spielen, sind sie gleichzeitig nur für größere, etablierte Marktakteure attraktiv, da in einem zunehmend volatileren und kurzfristigeren Marktumfeld gerade für kleinere und neuere Marktteilnehmer eine geringere Sicherheit über die zukünftige Auslastung besteht.

Die Verfügbarkeit kurzfristiger Kapazitätsprodukte entspricht daher der Entwicklung auf den europäischen Gasmärkten und ermöglicht es Marktteilnehmern zudem flexibel auf Preisbewegungen und Marktentwicklungen zu reagieren. Bei einem Verzicht auf die Reservierung fester Kapazitätsanteile für kurzfristige Produkte können Buchungen langfristiger Kapazitäten zu einer Verdrängung kurzfristiger Kapazitäten führen, daher scheint eine Reservierung sinnvoll. Zudem wird eine Reservierung fester Kapazitätsanteile auch in der ACER-Rahmenrichtlinie zu Kapazitätszuweisungsmechanismen gefordert. Die Höhe des für kurzfristige Kapazitäten zu reservierenden Anteils wird in der Rahmenrichtlinie mit 10% für Kapazitäten mit einer Dauer von unter einem Jahresquartal angegeben.

Kurzfristige Produkte werden häufig zu Preisen angeboten, die höher als die äquivalenten periodenbezogenen Preise der langfristigen Produkte sind. In Bezug auf die Festlegung der Preise für kurzfristige Produkte besagt Verordnung (EG) Nr. 715/2009, dass sie nicht zu arbiträr höheren (oder niedrigeren) Preisen im Vergleich zu den standardisierten Jahresverträgen angeboten werden dürfen ohne den Marktwert der Produkte zu berücksichtigen.

Es gibt mehrere Argumente für die Bewertung der kurzfristigen Kapazitäten mit höheren Preisen. Der erste Grund besteht in den potenziell höheren Administrations- und Transaktionskosten der Netzbetreiber aufgrund der höheren Häufigkeit der Transaktionen. Zudem kann das Risiko bei kurzfristigen Kapazitäten aufgrund der Unsicherheiten für die Netzauslastung und der nicht-kontinuierlichen Einkünfte steigen.

Aus der Sicht der Netznutzer kann die Beschaffung von langfristigen Produkten die Flexibilität reduzieren auf Marktänderungen zu reagieren. Deshalb können kurzfristige Kapazitätsprodukte auch durch Netznutzer höher bewertet werden, da sie eine höhere Flexibilität mit Blick auf den künftigen Bedarf der Netznutzer gewährleisten. Es sollte jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass langfristige Produkte auch Verfügungs- und Preissicherheit über einen langen Zeitraum geben können.

Ein weiterer Grund für Preisunterschiede bei kurzfristigen Produkten sind Nachfrageschwankungen. Die Preise für konkrete (tägliche, wöchentliche oder monatliche) Zeitperio-

den können sich unterscheiden, um die periodenspezifischen Kosten der Netzbetreiber widerzuspiegeln. Zudem sollen sie auch die Änderungen der Eintrittswahrscheinlichkeit von Netzengpässen in Betracht ziehen.

Eine vertiefte Betrachtung der Möglichkeiten zur Ausgestaltung der Entgeltstrukturen für Kapazitätsprodukte mit unterjährigen Vertragslaufzeiten findet sich in Abschnitt 5.9.

### **5.1.6 Unterbrechbare Kapazitäten**

Das Standardkapazitätsprodukt ist ein festes, d.h. garantiert zur Verfügung stehendes Kapazitätsrecht. Unterbrechbare Kapazitäten werden in der Regel zu einem im Vergleich zu festen Kapazitäten reduzierten Preis angeboten. Bei unterbrechbaren Kapazitäten kann der Netzbetreiber eine Nominierung teilweise oder ganz reduzieren, falls der Transport aufgrund der Netzsituation nicht möglich ist. Unterbrechbare Kapazitäten sind gemäß Artikel 14 (1) Verordnung (EG) Nr. 715/2009 als auch § 36 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz in jedem Fall anzubieten. Der gewährte Preisnachlass für unterbrechbare Kapazitäten sollte die Unterbrechbarkeit und das Unterbrechungsrisiko angemessen reflektieren. Insbesondere die Kenntnis der Unterbrechungswahrscheinlichkeit kann dabei für Transportkunden elementar sein.

Bei der Ausgestaltung der Tarifstrukturen für unterbrechbare Kapazitäten bieten sich im Wesentlichen zwei Ansätze an. In einigen Fällen wird ein pauschaler Ansatz gewählt (grundsätzlicher prozentualer Nachlass auf den Preis für vergleichbare feste Kapazitäten), bei dem davon auszugehen ist, dass das zu entrichtende Entgelt die Unterbrechungswahrscheinlichkeit nicht unter allen Umständen oder nicht an allen Ein- und Ausspeisepunkten widerspiegelt. In anderen Fällen wird unterbrechbare Kapazität differenziert nach Klassen mit unterschiedlicher Unterbrechungswahrscheinlichkeit angeboten und die Entgeltbildung daran angelehnt vorgenommen. Im Vergleich zu einem pauschalen Ansatz kann hier davon ausgegangen werden, dass Unterbrechungswahrscheinlichkeiten im Entgelt besser abgebildet sind. Ein solches System erfordert jedoch einen höheren Verwaltungsaufwand und ggf. regelmäßige Überprüfungen der tatsächlichen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten, möglicherweise inklusive Anpassung der Entgelte.

Die Unterbrechungswahrscheinlichkeit sollte dabei im Idealfall für jeden Ein- und Ausspeisepunkt basierend auf historischen Lastdaten und unter Einbeziehung von Annahmen über zukünftige Lastflüsse berechnet werden. Falls ausreichend technische Kapazität zur Abdeckung der Transportnachfrage besteht, resultiert daraus eine sehr niedrige Unterbrechungswahrscheinlichkeit. In diesem Fall wäre möglicherweise davon auszugehen, dass die Preise für unterbrechbare und für feste Kapazitäten konvergieren.

Wir empfehlen unterbrechbare Kapazitäten in Klassen mit unterschiedlichen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten anzubieten, zumindest in dem Fall, dass unterbrechbare Kapazitäten in größerem Umfang nachgefragt bzw. gebucht werden.

Das Risiko, unterbrochen zu werden, wird dabei für Transportkunden besser kalkulierbar, und zudem kann das Entgelt die Unterbrechungswahrscheinlichkeit besser reflektieren.

### **5.1.7 Wettbewerbsneutralität**

Bei Einhaltung des Kostenorientierungsprinzips sollten Ein- und Ausspeiseentgelte die zugrundeliegenden Kosten an den jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkten widerspiegeln. Demzufolge sollten auch Einspeiseentgelte für Gas aus heimischer Produktion und Ausspeiseentgelte an Speicheranlagen auf Basis der gleichen Methode berechnet werden, die allen anderen Ein- und Ausspeiseentgelten zugrunde gelegt wird. In einem streng kostenreflektierenden Entgeltsystem können sich jedoch erhebliche regionale Unterschiede in den resultierenden Entgelten ergeben. Um dem entgegenzuwirken und Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden, können die Entgelte für bestimmte Nutzungsformen (z.B. Speicher, Produktion) der Verursachungsgerechtigkeit nach angepasst werden.<sup>21</sup>

Außerdem können die einzelnen Ein- und Ausspeisepunkte zu Zonen zusammengefasst werden, in denen einheitliche Entgelte zur Anwendung kommen. Bei einem solchen zonalen Ansatz werden die jeweiligen Entgelte an den einzelnen Punkten zu einem Durchschnittsentgelt für die gesamte Zone aggregiert. Ein zonaler Ansatz kann eine höhere Stabilität der Entgelte und eine einfachere Anwendung und Administrierung durch Netznutzer gewährleisten. Zudem können zonal einheitliche Entgelte Auswirkungen auf die wettbewerbliche Position von Gasproduzenten, Speicherbetreibern und Netznutzern vermindern. Bei der Festlegung der Zonengrenzen ist es notwendig, genau jene Punkte zu Zonen zusammenzufassen, bei denen eine Konvergenz der punktscharf berechneten Entgelte zu beobachten ist und die hydraulisch eng miteinander verbunden sind.

---

<sup>21</sup> Die Tarifsetzung an einem Einspeicher- und Ausspeicherpunkt kann zum Beispiel berücksichtigen, dass der angeschlossene Speicher netzweite oder lokale Engpässe behebt und damit einen Netzausbau vermeidet.

---

## 5.2 Zusammenlegung von Netzen in einer E/E-Zone

### 5.2.1 Abgrenzung von Marktgebieten und Entry-Exit-System

Ein Entry-Exit-System gilt immer für ein Marktgebiet, innerhalb dessen alle Ein- und Ausspeisepunkte miteinander verknüpft werden können bzw. der VHP frei zugänglich ist (vgl. Abschnitt 4.2).<sup>22</sup> In solchen Fällen, in denen zum Beispiel innerhalb eines Landes mehrere Netzbetreiber oder physisch nicht bzw. nicht ausreichend verbundene Netze existieren, stellt sich bei der Implementierung des Entry-Exit-Modells (und ggf. auch später bei der Weiterentwicklung) die Frage, wie die Marktgebietsgrenzen gewählt werden.

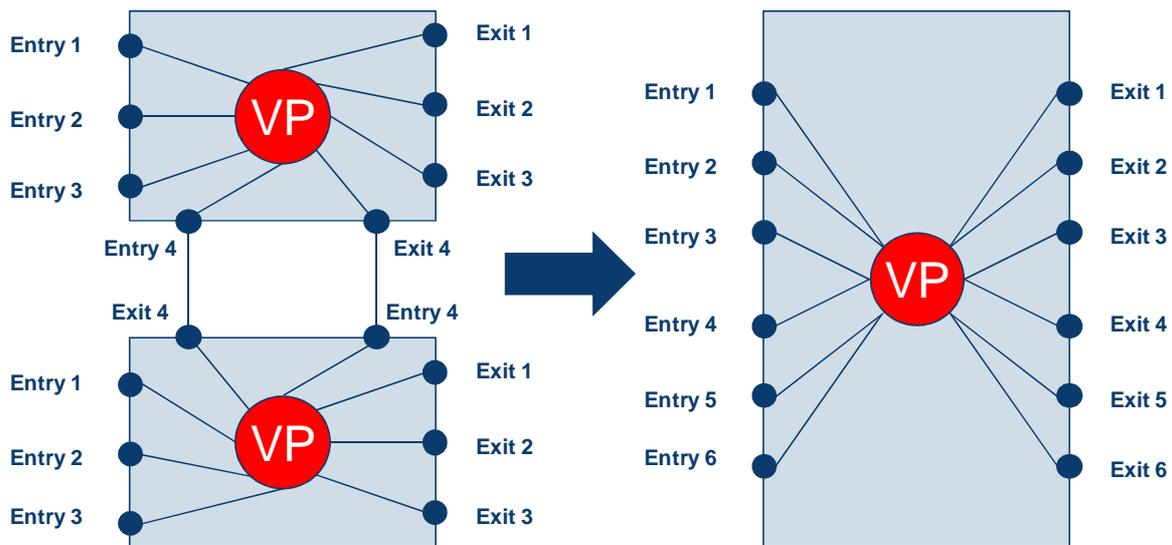
Idealerweise sollte die Abgrenzung des Marktgebiets so vorgenommen werden, dass alle Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten innerhalb des Marktgebiets technisch möglich sind; es sollte somit innerhalb eines Marktgebiets per Definition keine Engpässe geben.

Der Ausgangspunkt des Entry-Exit-Modells ist die Bildung einer möglichst geringen Anzahl von Marktgebieten, wobei ein Marktgebiet alle in ihm befindlichen Netzbetreiber und die an deren Netze angeschlossenen Kunden umfasst. Eine Zergliederung des Transportnetzes in zu viele kleinere Marktgebiete würde dazu führen, dass die bei marktgebietsübergreifendem Transport notwendigen Buchungen von Einspeise- und Ausspeisekapazitäten an den jeweiligen Netzkoppelpunkten zu einer Annäherung an das transportpfadabhängige Punkt-zu-Punkt-Modell führen. Die Bildung und Abgrenzung von Marktgebieten erfolgt manchmal nach kommerziellen Kapazitätsengpässen und der transportierten Gasqualität (sowie nach Eigentumsgrenzen), sollte sich jedoch primär an langfristigen physischen Netzengpässen orientieren. Bei Vorliegen von Netzengpässen sollte zudem geprüft werden, inwieweit die Zusammenlegung mit Hilfe von zusätzlichen Instrumenten (z.B. Lastflusszusagen oder Begrenzung der freien Zuordenbarkeit von Kapazitäten<sup>23</sup>) realisiert werden kann.

---

<sup>22</sup> Ein Marktgebiet ist ein Transportgebiet mehrerer Netzbetreiber, in denen Netzbenutzer gebuchte Entry- und Exit-Kapazitäten frei zuordnen, Endkunden beliefern und Gasmengen in Bilanzgruppen einbringen und in andere Bilanzgruppen übertragen können (zur Abwicklung von Handelsgeschäften am virtuellen Handlungspunkt).

<sup>23</sup> Siehe dazu auch die Analyse in den folgenden Kapiteln.



**Abbildung 6: Zusammenlegung von Marktgebieten**

Quelle: KEMA

Ein wesentlicher Treiber für die Ausweitung von Marktgebieten auf größere geographische Flächen bzw. Netze ist das Bestreben Zugangshürden zu Märkten zu senken, Liquidität zu stärken und die Wettbewerbsintensität zu erhöhen, indem die für einen Marktteilnehmer leicht erreichbaren Beschaffungs- und Absatzmärkte vergrößert werden, wie in der Abbildung oben dargestellt. Eine Vergrößerung des Marktgebiets kann jedoch mit einer Verringerung der langfristig vermarktbareren Kapazität bzw. mit einer Einschränkung der freien Zuordenbarkeit der Entry- und Exit-Kapazitäten (Kapazitätsreduzierung) einhergehen. Diese Reduktion innerhalb des Entry-Exit-Modells ist das Ergebnis größerer Freiheitsgrade bei der möglichen Kombination von Ein- und Ausspeisepunkten durch Transportkunden, und spiegelt die verringerte Vorhersagbarkeit der Lastflüsse bei der Berechnung der zur Verfügung stehenden technischen Kapazitäten durch die Erhöhung der Anzahl möglicher Kombinationen von Entry- und Exit-Punkten.

Außerdem kann sich die Wahrscheinlichkeit von Engpässen innerhalb eines Marktgebiets erhöhen, sollten die Netze physisch nicht gut verbunden sein. Ähnliche Effekte treten bei der Umstellung von Punkt-zu-Punkt-Buchungen zu einer freien Zuordenbarkeit der Entry- und Exit-Kapazitäten auf. Die Reduktion langfristig frei zuordenbarer Kapazitäten lässt sich jedoch durch kurzfristige Vermarktungsmaßnahmen aufheben.

## 5.2.2 Empfehlung

Das österreichische Fernleitungsnetz zeichnet sich durch eine relativ einfache Topologie aus, mit den beiden Hauptsträngen TAG und WAG. Der operative Netzbetrieb ist bereits

heute integriert und Netzengpässe, die für eine Aufteilung in mehrere Marktgebiete sprechen würden, sind nicht erkennbar. Konkret bedeutet dies, dass eine erhöhte Flexibilität von Transportkunden im Entry-Exit-System nicht zu deutlichen Einschränkungen in der insgesamt verfügbaren festen und frei zuordenbaren Kapazität führen dürfte. Um dies an einem einfach Beispiel zu illustrieren: Unabhängig von den für das Marktgebiet an Transportkunden kontrahierten Einspeisekapazitäten ist zum Beispiel grundsätzlich ausgeschlossen, dass in Baumgarten mehr in die TAG eingespeist wird, als durch Buchungen von Ausspeisekapazitäten an den Exit-Punkten entlang der TAG abgedeckt ist.<sup>24</sup>

Eine Empfehlung von KEMA hinsichtlich der Zusammenfassung von Fernleitungsnetzen zu einem Marktgebiet erübrigt sich zwar vor dem Hintergrund der eindeutigen gesetzlichen Festlegung im Gaswirtschaftsgesetz. Es soll jedoch festgehalten werden, dass diese Zusammenlegung sich mit unserer Bewertung der Situation in Österreich deckt und eine Zusammenlegung der vorhandenen Fernleitungsnetze im Marktgebiet Ost unmittelbar sinnvoll erscheint.

Im Hinblick auf die Einführung des Entry-Exit-Modells in Österreich trifft das Gaswirtschaftsgesetz eine eindeutige Festlegung zu der Aufteilung der Marktgebiete. Dabei werden die vorhandenen Fernleitungsnetze der GCA, der TAG und der BOG aufgrund ihrer geografischen Lage im Marktgebiet Ost zusammengefasst (§ 12, Abs. 2 GWG).

Da im Entry-Exit-Modell Entgelte im Wesentlichen an den Marktgebietsgrenzen erhoben werden, ergeben sich daraus in Abhängigkeit von der Entgeltbildung möglicherweise Anforderungen an einen netzbetreiberübergreifenden Ausgleichsmechanismus (vgl. auch Abschnitt 5.6) um die jeweilige Deckung der genehmigten Erlöse zu gewährleisten. Die Zusammenlegung der Netze in einem Marktgebiet ist dabei unter Berücksichtigung der notwendigen Klärung der Zuständigkeiten und Prozesse zwischen den Netzbetreibern und mit dem Marktgebietsbetreiber durchzuführen.

---

<sup>24</sup> Eine technische Evaluierung dieser Fragestellung mittels eigener hydraulischer Simulationen war nicht Gegenstand des Studienauftrags, die Empfehlungen basieren also allein auf eher qualitativen Erwägungen.

## **5.3 Frei vs. nicht-frei zuordenbare Kapazitäten, Minimierung der Vergabe von Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit**

### **5.3.1 Einschränkung der freien Zuordenbarkeit**

Transportkapazitäten werden im Entry-Exit-Modell prinzipiell unabhängig für Ein- und Ausspeisepunkte vergeben. Unter Umständen können Einschränkungen dieser Flexibilität vorgesehen werden, wenn diese kapazitätserhöhend wirken. Beschränkungen der freien Zuordenbarkeit von Kapazitäten sind vor allem aus Deutschland bekannt und gehen dort primär auf die Zusammenlegung der Netze zu inzwischen nur noch zwei Marktgebieten zurück. In Belgien wird grundsätzlich eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung hinterlegt, auf deren Nutzung der Netzbetreiber die Transportkunden im Fall von schweren Engpässen beschränken darf.

Bei der Bewertung von nicht-frei zuordenbaren Kapazitäten ist die genaue Produktdefinition bzw. die Art der Einschränkung von großer Bedeutung.

- Bei einer vollständigen Einschränkung der freien Zuordenbarkeit ermöglicht die gebuchte Kapazität nur die Netznutzung vom gebuchten Einspeisepunkt bis zu einem oder mehreren festgelegten Ausspeisepunkten. Die Nutzung bzw. der Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt ist ausgeschlossen.
- Bei einer weniger vollständigen Einschränkung wird eine Verknüpfung zwischen Ein- und Ausspeisepunkten hinterlegt. Die Netznutzung zwischen den festgelegten Punkten ist dann grundsätzlich auf fester Basis möglich. Zugleich sind jedoch auch die Netznutzung außerhalb der festgelegten Punkt-zu-Punkt-Verbindung und der Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt möglich, jedoch nur auf unterbrechbarer Basis. Eine Unterbrechung kann gegebenenfalls ausgelöst werden, wenn der Transport auf bestimmten Streckenabschnitten aus netztechnischen Gründen nicht möglich ist. In Abhängigkeit von der Häufigkeit von Unterbrechungen, die einem Transportkunden bei Nutzung derartiger Kapazitäten drohen, besteht unter Umständen qualitativ kein Unterschied zum erstgenannten Fall.

Wir gehen im Folgenden nicht weiter auf die unterschiedlichen Produktgestaltungen ein, sondern beziehen uns allgemein auf die Beschränkung der freien Zuordenbarkeit

### 5.3.2 Rechtliche Erwägungen

Die Tarife für den Netzzugang sind gemäß Artikel 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 pro Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz oder pro Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz getrennt voneinander festzulegen. Ab dem 3. September 2011 müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass nach einer Übergangsfrist keine Netzentgelte auf der Grundlage von Vertragspfaden erhoben werden. Abs. 2 des Artikels führt weiter aus, dass durch die Tarife weder die Marktliquidität eingeschränkt noch der Handel über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg verzerrt werden.

Nach § 31 Abs. 2 erfolgt der Zugang zu Fernleitungsnetzen grundsätzlich durch Buchung von frei zuordenbaren und handelbaren Kapazitäten an Ein- bzw. Ausspeisepunkten. Kapazitätsrechte an Einspeisepunkten berechtigen nach Abs. 3 zum Transport der Gasmengen zum virtuellen Handelspunkt und Kapazitätsrechte an Ausspeisepunkten berechtigen zum Transport vom virtuellen Handelspunkt zum Ausspeisepunkt und zur Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz.

Auch nach § 36 bieten Fernleitungsnetzbetreiber Kapazitäten an, die frei zuordenbar, also ohne Festlegung eines Transportpfades zu buchen und zu nutzen sind.<sup>25</sup> Lediglich aus § 35 und § 74 Abs. 1 ergeben sich die Erwägungsgrundlagen für Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit.

Ein weiterer Prüfpunkt ergibt sich für uns aus § 31 Abs. 3, Satz 8. Die Berechtigung zur Ausspeisung in das Verteilernetz ist als Umsetzung des Rucksackprinzips zu verstehen. Dieses Rucksackprinzip setzt sich mit der Regelung unter § 27 Abs. 1 fort, wonach die „für den Kunden bisher im Leitungsnetz verwendete Leitungskapazität bis zum Virtuellen Handelspunkt (...) dem Kunden auch im Falle eines Versorgerwechsels und bei der Versorgung durch mehrere Versorger zur Verfügung“ steht. Dieses Rucksackprinzip ist ebenfalls für Einspeisekapazitäten in § 40 hinterlegt. Ein Recht zur Verbindung von Einspeisekapazitäten mit Ausspeisekapazitäten in das Verteilernetz und somit eine Zuordnung von Aus- und Einspeisekapazitäten kann daraus jedoch nicht abgeleitet werden. Daher schließen wir eine mit dem Rucksackprinzip explizit oder konkludent einhergehende Einschränkung der freien Zuordenbarkeit aus.

Aus den uns vorliegenden Informationen ergibt sich aus unserer Sicht keine besondere Verpflichtung zum Angebot beschränkt zuordenbarer Kapazitäten. Die Regulierungsbehörde

---

<sup>25</sup> Die Fortführung des Absatzes „Netzbenutzern ist zu ermöglichen, an buchbaren Punkten unabhängig voneinander, in unterschiedlicher Höhe und zeitlich voneinander abweichend Kapazitäten zu buchen“ deutet darauf hin, dass Netzbenutzern die Buchung lediglich zu ermöglichen ist. Das könnte derart verstanden werden, dass andere, die freie Zuordenbarkeit einschränkende Bedingungen nicht auszuschließen sind. Wir unterstellen jedoch, dass es hier um die Konkretisierung des vorhergehenden Satzes geht, in dem die „Festlegung eines Transportpfades“ und „sonstige zusätzliche Voraussetzungen“ bereits ausgeschlossen sind.

kann gemäß § 41 auch Festlegungen zum Angebot von Kapazitäten gemäß § 36 treffen, sofern dafür keine Regelungen durch Leitlinien des ENTSO-G erfolgen oder die Fernleitungsunternehmen diese Leitlinien entsprechend ihrer zeitlichen Vorgabe nicht oder unterschiedlich umsetzen. Bei den Festlegungen zum Angebot von Kapazitäten kann insbesondere das Kapazitätsangebot weiter ausdifferenziert werden und Festlegungen zum Anteil der verfügbaren Kapazität, der den jeweiligen Angeboten von Verträgen unterschiedlicher Laufzeit zugewiesen wird, getroffen werden. Wir gehen allerdings nicht davon aus, dass das weitere Ausdifferenzieren des Kapazitätsangebots das generelle Prinzip der freien Zuordenbarkeit beschädigen sollte. Dies wird auch in der Begründung zur GWG-Regierungsvorlage sehr deutlich hervorgehoben: „Diese freie Zuordenbarkeit ist die Voraussetzung für die Handelbarkeit des Gases am Virtuellen Handlungspunkt der Marktgebiete und soll allenfalls im Ausnahmefall vorübergehend eingeschränkt werden.“<sup>26</sup>

Bei der Kapazitätsermittlung hat der Marktgebietsmanager eben diese Verpflichtung bei der Ermittlung unterbrechbarer und fester Kapazität zu berücksichtigen. Führt allerdings die Ermittlung der Kapazitäten zu dem Ergebnis, dass Kapazitäten dauerhaft nicht in einer Höhe angeboten werden können, so dass der Nachfrage nach Kapazität bzw. der Prognose entsprechen werden kann, ist der Marktgebietsmanager zur Koordination weiterer Maßnahmen bevollmächtigt.

Unter § 41 Abs. 2 Z. 2 ermächtigt der Gesetzgeber die Regulierungsbehörde zur Verwirklichung eines effizienten Netzzuganges zu Maßnahmen zur Erhöhung der ausweisbaren Kapazität. Obwohl die Ausweisung beschränkter Zuordenbarer Kapazität als Maßnahme explizit nicht definiert ist,<sup>27</sup> kann durch die Regulierungsbehörde die „Möglichkeit der Vereinbarung von Zuordnungsaufgaben begrenzt oder aufgehoben werden, wenn diese einer wettbewerblichen Entwicklung des Marktes entgegenstehen“. Daraus entnehmen wir ein Verständnis des Gesetzgebers, dass sich die Vereinbarung von Zuordnungsaufgaben tendenziell wettbewerbsbehindernd auswirken kann.<sup>28</sup>

---

<sup>26</sup> Beilagen XXIV. GP - Regierungsvorlage - Vorblatt und Erläuterungen, [http://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXIV/II/01081/fname\\_208205.pdf](http://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXIV/II/01081/fname_208205.pdf)

<sup>27</sup> Lediglich in § 74 Abs. 1 findet sich die Vorschrift, dass Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit sowie Lastflusszusagen bei der Entgeltfestsetzung entsprechend zu berücksichtigen sind.

<sup>28</sup> In diesem Zusammenhang geben wir auch unseren Bedenken Ausdruck, dass eine beschränkte Zuordenbarkeit eine Marktabsprache von Marktteilnehmern ermöglichen kann, durch die regulierte Struktur geradezu legitimiert. Wir verweisen dazu auf den durch die Europäische Kommission verfolgten Kartellfall E.ON Ruhrgas und GdF Suez (IP/09/1099), in dem in den Jahren 2000 bis 2005 die Weiterführung von Marktabsprachen auf der MEGAL nachgewiesen werden konnte. Die Unternehmen hatten sich 1975 darauf geeinigt, kein über die MEGAL-Rohrleitung transportiertes Gas im Inlandsmarkt des jeweiligen anderen Unternehmens zu verkaufen. Nach Ansicht der Generaldirektion für Wettbewerb enthielten die Unternehmen somit den Gaskunden in Deutschland und Frankreich absichtlich die durch die Richtlinie von 1998 bewirkten Vorteile vor, nämlich stärkeren Preiswettbewerb und größere Anbieterauswahl. Pressemitteilung abgelegt unter: <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/09/1099&format=PDF&aged=0&language=DE&guiLanguage=en>

### 5.3.3 Empfehlung

Grundsätzlich ist aus der uns während der Konsultation dargestellten Funktionsweise der durch die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber geplanten Ausgestaltung der Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit keine erhebliche kapazitätserhöhende Wirkung ableitbar. Unseres Erachtens liegt das vor allem daran, dass beschränkt zuordenbare Kapazitäten nur die Buchung betreffen, nicht aber die Nominierung, also den tatsächlichen Gasfluss. Von daher erzeugt die Buchung solcher Kapazitäten keine Sicherheit für den Netzbetreiber, die ihn dazu befähigen könnte das gesamte Kapazitätsangebot zu erhöhen. Eine solche Sicherheit wäre nur dann gegeben, wenn der Netznutzer den Netzbetreiber hinsichtlich eines Abnahmeprofiles in Kenntnis setzt. Dafür müsste der Netznutzer einen verbindlichen Fahrplan nominieren, der es dem Netzbetreiber ermöglicht, eine verbindliche Flussplanung durchzuführen. Eine andere Möglichkeit die freie Zuordenbarkeit einzuschränken, wäre an den Punkten möglich, wo Lastflüsse an den beschränkt zuordenbaren gebuchten Kapazitäten für den Netzbetreiber mit hoher Wahrscheinlichkeit prognostizierbar sind. Mit diesen Methoden kann die Einschränkung der freien Zuordenbarkeit die Absenkung der Lastflussrisiken bewirken und damit den Anteil der frei zuordenbaren Kapazität erhöhen. Beide Methoden sind allerdings Werkzeuge, die unter einem anderen Dach Anwendung finden sollten, nämlich als Lastflusszusage oder als stochastisches Planungsmerkmal des Netzbetreibers.

Bei der Abwägung, dass die Beschränkung der Zuordenbarkeit gegebenenfalls eine Sicherheit für den Netzbetreiber darstellt, sollte in jedem Fall auch in Betracht gezogen werden, dass beschränkt zuordenbare Kapazitätsprodukte aus den Engpass- und Kapazitätsentziehungsmechanismen herausfallen. Sie besitzen eine reduzierte Auktionierbarkeit und erhöhen somit die Komplexität der Vergabe und Bepreisung. Die über die beschränkt zuordenbaren Kapazitäten nominierten Gasmengen sind dem VHP entzogen. Damit wird das Ziel der Konzentration von Handelsvolumen konterkariert. Die Beschränkung der freien Zuordenbarkeit differenziert den Netzzugang und könnte eine diskriminierende Wirkung ausstrahlen. Insbesondere, wenn Netzbetreiber die beschränkte Zuordenbarkeit mit einem Abschlag gegenüber der frei zuordenbaren Kapazität belegen, könnte die Nutzung der beschränkt zuordenbaren Kapazität für größere Netznutzer, die als Handelsunternehmen transitieren, einen erheblichen Vorteil darstellen. Dies wäre insbesondere dann gegeben, wenn der Netznutzer durch die Zuordenbarkeit und die Flexibilität seines bestehenden Transit- und Handelsportfolios eine opportunistische Portfoliostruktur besitzt.

Zusammenfassend halten wir die Einführung von Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit als Mittel zur Erhöhung der Kapazität eines Marktgebiets tendenziell für wenig geeignet. Kapazitäten sollten generell als frei zuordenbar ausgewiesen werden und der Einsatz von Zuordnungsaufgaben oder -beschränkungen sollte im Sinne des Entry-Exit-Prinzips soweit wie möglich reduziert werden. Sollte E-Control deren Einführung dennoch vorsehen, schlagen wir vor, den wettbewerblichen und den kapazitätserhöhenden Effekt vor der Einführung

umfassend zu beleuchten. Dabei sollten die Netzbetreiber verpflichtet werden, die kapazitätserhöhende Wirkung im jährlichen Turnus nachweisen zu müssen und ausführlich zu dokumentieren.<sup>29</sup> Für eine Umsetzung der bestehenden Punkt-zu-Punkt-Kapazitäten in ein Entry-Exit-Tarif- und Zugangssystem ist eine Erbschaftsregelung erforderlich, die die Vergabe in beschränkt zuordenbare Kapazitäten diskriminierungsfrei und effizient umsetzen kann.

## 5.4 Entgelte für Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit

### 5.4.1 Vorteile und Nachteile der beschränkt zuordenbaren Kapazitäten

Der Nachteil von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten im Vergleich zu frei zuordenbaren Kapazitäten liegt vor allem darin, das nominierte Gas nicht frei am VHP handeln zu können. Ein Händler, welcher z.B. frei zuordenbare Einspeisekapazität in Baumgarten und frei zuordenbare Ausspeisekapazität in Arnoldstein gebucht hat, hätte die Wahl, importiertes Gas am VHP in Österreich zu handeln oder es nach Italien zu transportieren und am PSV (Punto di Scambio Virtuale) zu verkaufen. Ein Händler, der für dieselben Punkte beschränkt zuordenbaren Kapazitäten gebucht hat, hätte diese Möglichkeit nicht oder nur teilweise<sup>30</sup>. Für den ersten Händler stellt sich der Vorteil also als finanzielle Option dar, das Gas jeweils am VHP in Österreich oder PSV in Italien mit dem höheren Preis<sup>31</sup>, bereinigt um die Transportkosten, zu verkaufen. Im Gegensatz dazu besitzt der zweite Händler mit den beschränkt zuordenbaren Kapazitäten solch eine Option nicht, oder limitiert bei einem Zugang zum VHP auf der Basis von unterbrechbaren Kapazitäten. Der Vorteil von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten für Netzbetreiber liegt in der mutmaßlichen Erhöhung der Lastflusssicherheit. Der Netzbetreiber kann durch die Beschränkung sicher davon ausgehen, dass bestimmte Ausspeisepunkte nur durch den angegebenen Einspeisepunkt bedient werden. Bei der Ausweisung von Kapazität kann diese Sicherheit einen zusätzlichen Informationsvorteil für Netzbetreiber darstellen. Dadurch können die festen frei zuordenbaren Kapazitäten in höherem Maße ausgewiesen werden, als es ohne die Beschränkung der Zuordenbarkeit möglich gewesen wäre.

<sup>29</sup> Die für die Kapazitätserhöhung erforderlichen beschränkt zuordenbaren Kapazitäten sollten *ex-ante* im Kapazitätsgengerüst als solche ausgewiesen werden und nicht erst im Nachhinein vermarktet werden. Nur auf diese Weise ist sichergestellt, dass alle Erwägungsgrundlagen transparent vorliegen und Entgelte diskriminierungsfrei gebildet werden können.

<sup>30</sup> Es handelt sich um Zugang zum VHP über unterbrechbare Kapazitäten.

<sup>31</sup> Der Preis am PSV lag in der Vergangenheit zumeist über dem des CEGH.

---

Während wir die Begründung „Nachteil für Netznutzer“ gut nachvollziehen können, sehen wir den Vorteil für Netzbetreiber als eher unsicher an.

## **5.4.2 Rechtliche Erwägungen**

Die einzige explizite Ermächtigung zur Genehmigung von beschränkt zuordenbaren Kapazitäten findet sich unter § 74 Abs. 1, wonach Kapazitäten mit beschränkter Zuordenbarkeit bei der Entgeltfestsetzung entsprechend zu berücksichtigen sind. Wir entnehmen diesem Prinzip, dass die Beschränkung

- als Nachteil für den Netznutzer, nämlich die Gasmengen nicht oder nur unterbrechbar am VHP nominieren und damit handeln zu können,
- als Vorteil für den Netzbetreiber, nämlich eine mutmaßlich höhere Menge an frei zuordenbarer Kapazität ausweisen zu können,

bei der Entgeltfestsetzung berücksichtigt werden muss.

## **5.4.3 Empfehlung zur Bestimmung der Entgelte**

### **5.4.3.1 Bestimmung der Entgelte**

Die Wertigkeit beschränkt zuordenbarer Kapazitäten liegt zwischen festen frei zuordenbaren und unterbrechbaren Kapazitäten.

Wir schlagen vor, das Entgelt für beschränkt zuordenbare Kapazität als Abschlag zu der frei zuordenbaren Kapazität am selben Punkt zu bestimmen. Der Abschlag sollte sich an dem gegebenenfalls höheren Nutzen für den Netzbetreiber orientieren. Daneben sollten den Vorteilen für den Netzbetreiber die reduzierte Kapazitätswertigkeit aus der Perspektive der Netznutzer bei der Buchung von beschränkt zuordenbarer Kapazität entgegen gesetzt werden. Die Quantifizierung findet dabei unter dem Prinzip der Erlösneutralität statt.

Der Vorteil für den Netzbetreiber liegt in der durch die Ausweisung beschränkt zuordenbarer Kapazität entstehenden Abnahme von unterbrechbarer Kapazität und der Zunahme fester Kapazität. Das Entgelt für die beschränkt zuordenbare Kapazität liegt dann in der Division des Einkommenseffekts durch die Kapazität mit beschränkter Zuordenbarkeit.

Der Nachteil für den Netznutzer berechnet sich aus der Wahrscheinlichkeit mit der die Wahlfreiheit für Handelsgeschäfte in Österreich und in benachbarten Handelsmärkten, an dessen Einspeisepunkten die Ausspeisekapazität als beschränkt ausgewiesen wird, einen Gewinn

erzeugen würde. Diese Berechnung erfordert eine Analyse der Preisbewegungen an den beiden Märkten. Weil Österreich jedoch mit zwei bedeutenden europäischen Handelspunkten verbunden ist, wäre solch eine Analyse auch zur Bewertung der wettbewerbsrelevanten Faktoren auf europäischer Ebene erwägenswert.<sup>32</sup>

Der oben dargestellte Ansatz berücksichtigt nicht explizit die Präferenzen der Netznutzer und der Abschlag könnte daher eher gering ausfallen. Die bessere Alternative besteht in einem marktorientierten Verfahren für eine diskriminierungsfreie Vergabe der Kapazitäten anhand von Auktionen. Damit wird ein Entgelt ermittelt, welches die Präferenz der Netznutzer widerspiegelt. Ein Vorschlag zu einem solchen Verfahren wird unter 5.4.3.2 beschrieben.

Der Abschlag zum Kapazitätsentgelt kann für die Bestimmung des Reservepreises bei den Auktionen gelten. Als Abschlag für die beschränkt zuordenbare Kapazität könnte versuchsweise jeweils der höhere der beiden oben beschriebenen und quantifizierten Werte eingesetzt werden. Dadurch ergibt sich ein niedriger Reservepreis und die Netznutzer erhalten die Möglichkeit, ihre individuellen Vorteile marktorientiert zu bestimmen.

#### **5.4.3.2 Allokations- und Übergangsregelungen**

So wie die Erforderlichkeit der Beschränkung turnusgemäß nachgewiesen werden sollte, sollte zunächst die Nachweispflicht sowohl für die kapazitätserhöhende Wirkung wie auch für den Abschlag bei den Netzbetreibern bleiben. Dies sollte über Vorlage einer ausführlichen und plausibel begründeten Dokumentation geschehen. E-Control könnte die Dokumentation hinterfragen und ggf. auch zur Konsultation stellen.<sup>33</sup>

Sollten beschränkt zuordenbare Kapazitäten zur Anwendung kommen, ist eine Regelung bei der Überführung aller übrigen Kapazitäten in frei zuordenbaren Kapazitäten erforderlich. In jedem Fall müsste ECA im Rahmen der Festlegungsermächtigung nach § 41 Abs. 2 Ziffer 1 und 2 die Punkte festlegen, an denen Kapazitäten beschränkt zuordenbar angeboten werden und zu welchem Anteil diese maximal ausgewiesen werden dürfen. Die Anwendung erfordert weiterhin eine Ausnahmeregelung bei der Vergabe von Primärkapazitäten wie auch bei Sekundärhandel. Beschränkt zuordenbare Kapazität kann durch die ECA auch mit anderen Laufzeiten als die der frei zuordenbaren belegt werden. Wir sehen in § 41 Abs. 3 Ziffer 1 GWG die Ermächtigung, in Abweichung zu anderen Laufzeiten beschränkt zuordenbare Kapazitäten versuchs- oder übergangsweise mit kürzeren Laufzeiten zu genehmigen.

---

<sup>32</sup> Die Berechnung des Händlernachteils ist ggfs. durch eine Zirkularbeziehung gekennzeichnet, denn die Bewertung der Option selbst ist der Wert, der als Abschlag in das Entgelt für die beschränkt zuordenbare Ausspeisekapazität eingeht. Das Entgelt für frei zuordenbare Kapazität steigt und fällt jedoch in dem Maße, in dem allokierte Kosten nicht über die beschränkt zuordenbare Kapazität vereinnahmt werden können.

<sup>33</sup> Die Übergangsbestimmungen gemäß § 170 GWG sehen in Abs. 5 vor, dass Systemnutzungsentgelte frühestens zum 1. Januar 2013 wirksam werden. Abs. 6 sieht vor, dass an die Stelle der gebuchten Transportkapazität getrennte Kapazitätsbuchungen an den Ein- und Ausspeisepunkten in derselben Höhe treten.

Die Vermarktung der beschränkt zuordenbaren Kapazität erfordert eine besondere Vergabemethode, da beschränkt zuordenbare Kapazität nur als Kombination von Ein- und Ausspeisepunkt (Entry/Exit Couplet) vermarktet werden kann. Im Folgenden erläutern wir wie streckenabhängige Buchungen in einem Übergang zu freier Zuordenbarkeit zunächst in beschränkt zuordenbare Kapazitäten umgewandelt werden können.

### **Pro-rata Allokationsregel**

Eine einfache Möglichkeit wäre die pro-rata Verteilung anhand eines festgestellten Umwandlungsanteils auf der Basis der bestehenden Kapazitätsbuchungen bei den Punkt-zu-Punkt-Verträgen (Point-to-Point; P2P). Eine für die frei zuordenbare Kapazität geltende Vermarktungslogik, dass „an die Stelle der gebuchten Transportkapazität getrennte Kapazitätsbuchungen an den Ein- und Ausspeisepunkten in derselben Höhe treten“ (§ 170 Abs. 6 Z. 1), erscheint schwierig. Dies liegt daran, dass eine pro-rata Ausweisung bestehende Präferenzen bei den Netznutzern nicht explizit berücksichtigt. Grundsätzlich sollte davon ausgegangen werden, dass die Umwandlung in frei zuordenbare Kapazität der Regel entspricht und die präferierte Lösung ist. Bei einer pro-rata Umwandlung würden dann Überhangkapazitäten entstehen, also Kapazitäten, die durch den Umwandlungsanteil bestehen, aber nicht nachgefragt sind. Diese Überhangkapazitäten würden durch die Netznutzer wiederum in den Sekundärmarkt eingebracht. Dieser war jedoch bisher durch die sehr überschaubare Handelsaktivität gekennzeichnet und dürfte damit als relativ leicht manipulierbar und wenig attraktiv gelten. Damit würden sich begleitende Probleme der ineffizienten Preisfindung in einem wenig liquiden Handel ergeben.

### **Pro-rata Auktion**

Wir bevorzugen daher eine Umwandlung nach einem pro-rata Auktionsmodell. Danach wäre allen Netznutzern, die an den spezifizierten Couplets Kapazitäten mindestens auf Jahresbasis gebucht haben, eine Umwandlung anzubieten. Die Umwandlungsauktion könnte regelmäßig durchgeführt werden Die Buchung der Couplets ist über die bestehende Kombinationsbuchung an Ein- und Ausspeisepunkten zu eruieren.

Dabei würde der Netzbetreiber im Vorfeld die Umwandlungsmenge für relevante Couplets ankündigen. Mit hoher Wahrscheinlichkeit wird es nur eine geringe Anzahl verschiedener Kombinationen geben.

Die ausgewählten Netznutzer könnten dann zu einem bestimmten Zeitpunkt unter Angabe des regulierten Entgelts die von ihnen gewünschte umzuwandelnde Kapazität anfragen. Der zu zahlende Preis wäre das Produkt aus angefragter Kapazität und reguliertem Entgelt. Die ECA würde dann eine Pro-rata Allokation durchführen lassen, bei der die für den jeweiligen

Netznutzer verfügbar gemachte Kapazität pro-rata an das jeweils verfügbar gemachte Kapazitätsangebot angepasst wird. Dabei könnte ein Algorithmus angewandt werden, der das Verhältnis von Anfrage zu gebuchter Kapazität im Vergleich zum Verhältnis von aggregierter Anfrage zu gebuchter Kapazität berücksichtigt. Da der zu zahlende Gesamtpreis jedoch in der Höhe bestehen bleibt, wie es bei dem Angebot abgegeben wurde, steigt das von dem Netznutzer zu zahlende spezifische Entgelt, wenn er weniger erhält als angefragt, und sinkt, wenn er mehr erhält als angefragt.

## **5.5 Ausgestaltung Auktionsmechanismus für Primärkapazitätsvergabe**

Auktionen sollen die effiziente Allokation der verfügbar gemachten Kapazität über die explizite Berücksichtigung der Zahlungsbereitschaft der Netznutzer sicherstellen. Eine Kapazitätsauktion bringt Angebot und Nachfrage zu einem definierten Zeitpunkt zusammen und trägt zur Maximierung der volkswirtschaftlichen Wohlfahrt bei.

Nachfolgend beschreiben wir zunächst unterschiedliche Kapazitätszuweisungsmechanismen. Nach dem europäischen Ordnungsrahmen müssen sie ökonomische Signale für die effiziente und maximale Nutzung der technischen Kapazität liefern, Investitionen in neue Infrastruktur ermutigen und den grenzüberschreitenden Erdgashandel erleichtern. Insbesondere die Kompatibilität mit den Marktmechanismen muss gegeben sein.

Im ersten Schritt grenzen wir verschiedene Arten der Kapazitätsvergabe unter dem GWG voneinander ab, um dann Vorgaben für die Primärkapazitätsvergabe zu beleuchten. Die österreichische Gesetzgebung ist diesbezüglich sehr offen und überlässt die Ausgestaltung der Online-Plattform und insbesondere des Verfahrens des Angebots von Kapazitäten auf dieser Plattform der Festlegung durch ECA.

### **5.5.1 Optionen für Kapazitätsvergabe**

Die Kapazitätsvergabe kann nach marktorientierten Mechanismen verlaufen oder nach einfachen, nicht-marktbasierten Verkaufsregeln. Entsprechende nicht-marktbasierte Regeln wie „First-Come-First-Served“ (FCFS) und „pro rata“ wurden bereits in Abschnitt 5.1.1 eingehend erläutert.<sup>34</sup>

---

<sup>34</sup> Für eine detailliertere Erläuterung nicht-marktbasierter Mechanismen zur Kapazitätsvergabe sei auf den entsprechenden Abschnitt in Kapitel 5.1 verwiesen.

Bei den marktbasieren Vergabemechanismen sind vor allem Auktionen zu nennen. Auktionen lassen sich je nach Absicht und dem zu auktionierenden Gut in verschiedenen Arten ausgestalten:

- Explizite vs. implizite: Bei (üblichen) expliziten Auktionen wird ein Bezug direkt zu dem zu auktionierenden Gut hergestellt. Bei impliziten Auktionen entsteht der Preis des Gutes „Kapazität“ mittelbar aus einem Preisanpassungsmechanismus der Handelsware Gas in zwei miteinander verbundenen Preiszonen.
- Vorwärts vs. rückwärts: Als Vorwärts- oder Englische Auktion wird eine Auktion dann bezeichnet, wenn der Preis mit fortschreitender Auktion ansteigt. Bei einer Rückwärts- oder Holländischen Auktion beginnt der Auktionator mit dem höchsten Preis und vergibt das Gut bei einem dann folgenden, niedrigeren Zuschlagspreis.
- Offene vs. geschlossene Auktionen: Bei offenen Auktionen ist der gegenwärtige Preis jederzeit für alle Teilnehmer einzusehen, wohingegen bei geschlossenen Auktionen die Abgabe des Gebots und die Entstehung einer Preis-/Nachfragekurve nur für den Auktionator ersichtlich ist.

Weiterhin gibt es bei Kapazitätsauktionen zu berücksichtigende Ausgestaltungsmerkmale:

- Einzelkapazitäten vs. aggregiert: Bei Kapazitäten an Einspeisepunkten mit Bruchteiligentum können die Kapazitäten eines jeden Netzbetreibers in getrennten und möglicherweise auch zu unterschiedlichen Zeitpunkten stattfindenden Auktionen vermarktet werden. Alternativ können alle Kapazitäten der an diesem Punkt anbietenden Netzbetreiber zusammengefasst und in einer Auktion vermarktet werden.
- Auktionierungskalender: Ausgestaltung hinsichtlich der zeitlichen und kapazitiven Dimension der zur Auktionierung bereitzustellenden Produkte. Dies betrifft den (ausreichenden) Abstand des Zeitpunkts der Auktion zum Beginn der Laufzeit ebenso wie die Abfolge der zur Auktion stehenden Zeitprodukte.
- Reservepreis: Bei jeder Auktion ist der Ausgangspreis zu nennen. Dieser sollte sich an dem regulierten Entgelt orientieren, kann aber auch (bei Rückwärtsauktionen) höher oder (bei Vorwärtsauktionen) niedriger liegen. Bei Vorwärtsauktionen für Tagesprodukte könnte auch ein erheblich niedrigerer Ausgangspreis zur Anwendung kommen.

---

## 5.5.2 Rechtliche Erwägungen

### 5.5.2.1 Europäische Regelungen

Die Tarife für den Netzzugang können nach Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009, wenn von den Mitgliedstaaten beschlossen, mittels marktorientierter Verfahren wie Versteigerungen festgelegt werden - vorausgesetzt, dass diese Verfahren und die damit verbundenen Einkünfte von der Regulierungsbehörde genehmigt werden.

Die Tarife oder die Methoden zu ihrer Berechnung müssen den effizienten Gashandel und Wettbewerb erleichtern und Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Fernleitungsnetze bieten.

Die Tarife für die Netznutzer werden pro Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz oder pro Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz getrennt voneinander festgelegt. Kostenaufteilungsmechanismen und Ratenfestlegungsmethoden bezüglich der Ein- und Ausspeisepunkte werden von den nationalen Regulierungsbehörden gebilligt.

Nach Artikel 16 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sind Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, nichtdiskriminierende und transparente Kapazitätszuweisungsmechanismen umzusetzen. Diese müssen angemessene ökonomische Signale für die effiziente und maximale Nutzung der technischen Kapazität liefern, Investitionen in neue Infrastruktur erleichtern und den grenzüberschreitenden Erdgashandel erleichtern. Die Mechanismen müssen kompatibel mit den Marktmechanismen einschließlich der Spotmärkte und „Trading Hubs“ sein. Gleichzeitig müssen sie flexibel und in der Lage sein, sich einem geänderten Marktumfeld anzupassen. Außerdem müssen sie mit den Netzzugangsregelungen der Mitgliedstaaten kompatibel sein.

Die Fernleitungsnetzbetreiber wenden auch den grenzüberschreitenden Erdgashandel erleichternde, transparente Verfahren für das Engpassmanagement an. Mit diesen Verfahren müssen im Falle vertraglich bedingter Engpässe ungenutzte Kapazitäten auf dem Primärmarkt zumindest auf Day-Ahead-Basis (für den folgenden Gastag) und als unterbrechbare Kapazitäten angeboten werden.

In Appendix 3 dieses Gutachtens finden sich Erläuterungen zu den Vorgaben unter Anhang I Kapitel 2.1. und 2.2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 sowie eine inoffizielle Übersetzung der entsprechenden Vorgaben aus dem Vorschlag (Entwurf) der Kommission zu den Rahmenleitlinien Kapazitätsmanagementprozeduren (CMP), um Kapitel 2.2. zu ersetzen.

### 5.5.2.2 Österreichische Regelungen

Nach den Regelungen des GWG gibt es drei Möglichkeiten, Kapazitäten für den Zugang zu den österreichischen Gasnetzen zu erwerben:

1. Anspruch auf Übertragung,
2. Beschaffung am Sekundärmarkt,
3. Primärvergabe durch Netzbetreiber.

Zusammenhängend mit dem jeweiligen Mechanismus sind die Regeln zur Veräußerung oder zum Verlust der Kapazitäten ausgelegt. Von Relevanz für die in diesem Kapitel behandelte Verauktionierung ist lediglich Punkt 3. Wir halten es jedoch für sinnvoll auch die beiden anderen Mechanismen zum Erhalt des Kontextes in die Diskussion zu bringen.

#### Primärvergabe durch Netzbetreiber

Die Primärvergabe von Kapazitätsrechten betrifft „neue“ verfügbare Kapazitäten, die entweder qua Berechnung der Netzbetreiber und Angebot nach § 36, nach Auslaufen von Verträgen oder aufgrund der Freigabe nicht genutzter kommittierter Netzkapazitäten<sup>35</sup> dem Markt zugänglich gemacht werden. Daneben werden Kapazitäten, die durch

- Rückgabe der Kapazität durch bisherige Rechteinhaber oder
- Entzug durch den Netzbetreiber wegen Nichtnutzung

wieder für ein bestimmtes Zeitintervall zur Verfügung stehen, in den festgelegten Laufzeiten im Rahmen der Primärvergabe ebenfalls angeboten.

Die Fernleitungsnetzbetreiber bieten nach § 36 unabhängig voneinander buchbare, in unterschiedlicher Höhe frei zuordenbare Kapazitäten in garantierter und unterbrechbarer Modifikation an. Diese Kapazitäten sind den Netzbenutzern mindestens auf Jahres-, Monats- und Tagesbasis für alle buchbaren Punkte anzubieten. Der Anteil der Kapazität, der den jeweiligen Verträgen unterschiedlicher Laufzeit zugewiesen wird, bestimmt sich primär nach der Nachfrage. Die Rahmenleitlinie zur Kapazitätsvergabe sieht jedoch vor, dass zumindest 10 % der technischen Kapazität für eine kurzfristige Vergabe mit Laufzeiten von unter einem Jahr reserviert werden müssen. Der Network Code der ENTSO-G geht in diesem Punkt sogar weiter und sieht eine 10%ige Reservierung für Quartalsprodukte vor. Nach § 39 wickeln Netzbetreiber die Zuweisung von Kapazitäten über eine elektronische Online-Plattform je Marktgebiet ab. Die Plattform ist nutzerfreundlich zu gestalten und hat insbesondere Ver-

---

<sup>35</sup> Nicht genutzte kommittierte Transportkapazitäten müssen gemäß § 27 Abs. 2 GWG Dritten zugänglich gemacht werden. Vgl. auch § 18 Abs. 3 Ziffer 4 GWG.

fahren zur anonymen Abwicklung des Kapazitätshandels zu ermöglichen. Die elektronische Online-Plattform ist zumindest in deutscher und englischer Sprache zur Verfügung zu stellen.

Nach § 41 Abs. 2 Ziffer 5 kann die Regulierungsbehörde Festlegungen zur diskriminierungsfreien Errichtung und zum diskriminierungsfreien Betrieb der Online-Plattform und zu den Verfahren des Angebots von Kapazitäten auf dieser Plattform treffen.<sup>36</sup>

Bei den Festlegungen zum Angebot von Kapazitäten kann insbesondere das Kapazitätsangebot weiter ausdifferenziert werden und Festlegungen zum Anteil der verfügbaren Kapazität, der den jeweiligen Angeboten von Verträgen unterschiedlicher Laufzeit zugewiesen wird, und zu abweichenden Laufzeiten getroffen werden.

Zur Preisbildung auf dem Primärmarkt wird in den folgenden Sektionen weiter eingegangen.

### 5.5.3 Empfehlung zu Auktionsmechanismen im Primärmarkt

Gerade im Gasmarkt ist es wichtig, dass Kapazitätsauktionen ein belastbares und nachhaltiges Signal für die Kosten der Engpassbeseitigung aussenden. Die Preise aus der Auktionierung können solche Signale zum Ausbaubedarf sicherstellen.

Als Vergabemechanismus ermöglichen die beschriebenen Auktionsverfahren neuen Marktteilnehmern die verbindliche Nutzung von Kapazitäten über angemessene Zeiträume und mit handelsseitig ausreichenden Fristen. Anders als bei Auktionen, in denen ein Gut an den Meistbietenden geht, ist es eine Rahmenbedingung dem Begehren vieler Interessenten nach einem Teil der Kapazität nachzukommen. Die Auktionsmechanismen sind so auszugestalten, dass sie die effiziente Zuteilung der verfügbaren Kapazität an eine Vielzahl von Netznutzern ermöglichen. Die Auktionen erfolgen in Übereinstimmung mit der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 und dem GWG und entsprechen auch den Vorgaben der Netzkodizes der ENTSO-G.

Die Hauptprinzipien des Auktionsmechanismus sind im Folgenden dargestellt.

- **Die Auktionsprodukte und Laufzeiten** sollten mit den am Handelsmarkt gehandelten Produkten fungibel sein und ihrer Laufzeit entsprechend vergeben werden. Neben den gesetzlich vorgeschriebenen Tages-, Jahres- und Monatsprodukten schlagen wir die Aufnahme von Quartalsprodukten vor, da diese auch im Netzkodex der

---

<sup>36</sup> Die Regulierungsbehörde kann auch Festlegungen zum Angebot von Kapazitäten und zu den Zeitpunkten für die Kapazitätzuweisung der Kapazitäten unterschiedlicher Laufzeiten gemäß § 36 Abs. 2 treffen, sofern dafür keine Regelungen durch Netzkodizes der ENTSO-G erfolgen oder die Fernleitungsunternehmen diesen Netzkodizes entsprechend ihrer zeitlichen Vorgabe nicht oder unterschiedlich umsetzen.

ENTSO-G vorgesehen sind. Ausgewiesene Kapazitäten, Kapazitäten, die an den Netzbetreiber zurückgegeben worden sind, und Kapazitäten, die aufgrund von Nichtnutzung entzogen wurden, sollten

- als Jahreskapazitäten in jährlich,
- als Quartalskapazitäten in vierteljährlich,
- als Monatskapazitäten in monatlich und
- als Tageskapazitäten in täglich

stattfindenden Auktionen an den Markt gegeben werden.

Falls keine detaillierteren Regelungen hinsichtlich des Anteils der Laufzeiten für mittel- und längerfristige Laufzeiten durch Netzkodizes der ENTSO-G erfolgen, bietet sich aus Gründen der Harmonisierung als Aufteilung die Proporzregel nach dem Konzept der deutschen Ferngasnetzbetreiber<sup>37</sup> für die Grenzübergangspunkte mit den deutschen Netzen und ggf. analoge Ansätze für die Koppelpunkte mit Italien an.

- **Aggregierte Kapazitäten:** Fernleitungsnetzbetreiber als Anbieter von Kapazität an einem Punkt zwischen zwei Marktgebieten sollten die Kapazität zum selben Zeitpunkt in derselben Auktion zusammenführen.
- **Englische Auktion mit mehreren Runden:** Die Auktion sollte als Vorwärtsauktion ausgestaltet sein (ansteigender Preis), da als Mindestvereinnahmung der regulierte Tarif vorgesehen ist. Sie sollte über mehrere Runden - deren Verlauf insbesondere hinsichtlich des Preisticks fest geregelt ist - erfolgen bis die Markträumung der angebotenen Kapazitäten erreicht ist. Kleinere Veränderungen der Preise am Ende der Auktion kommen dabei dem Ziel einer möglichst vollständigen Markträumung entgegen.<sup>38</sup>

---

<sup>37</sup> Vgl. Festlegungsverfahren zur Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt, diejenigen der Fernleitungsnetzbetreiber betreffend, bei denen Transportkapazitäten an Marktgebiets- bzw. an Grenzkopplungspunkten gebucht werden können; BK7-10-001

<sup>38</sup> Gewöhnlich geht eine große Preisanhebung auf der Angebotskurve mit einem großen Nachfragerückgang einher. Das führt dann bei einem, dem letzten markträumenden, Preissprung zu einer Untersättigung der Nachfrage. Gleichzeitig soll die Anzahl der Preisanpassungsrunden gering gehalten werden, um schnell zu einer Preisfindung zu kommen und den Einfluss möglicher Marktveränderungen während der Auktion gering zu halten. Das spricht für größere Preisanpassungen. Die Preisrunden sollten daher mit großen Sprüngen versehen sein, wenn die Nachfrage noch höher ist als das Angebot. Nachdem ein Preis gefunden worden ist, bei dem die Nachfrage geringer als das Angebot ist, sollte die Auktion, nun ausgehend von dem vorherigen Preisniveau, bei dem noch keine Markträumung zu verzeichnen war, mit kleineren Preissprüngen weitergeführt werden.

- **Reservepreis:** Für Langfristprodukte sollte der Reservepreis dem regulierten Entgelt entsprechen. Die regulierten Entgelte ändern sich jedes Jahr, um Änderungen der Kosten, Effizienzvorgaben, Inflation usw. Rechnung zu tragen. Deswegen sollten Reservepreise generell an die regulierten Entgelte gekoppelt werden. Dadurch werden die regulierungsbedingten Anpassungen adäquat berücksichtigt. Effektiv bezahlen die Netznutzer das aktuelle regulierte Entgelt und eine Auktionsprämie, welche zum Zeitpunkt der Kapazitätsauktionierung bestimmt wird. Für Day-Ahead-Auktionen in Verbindung mit UIOLI könnte der Reservepreis wesentlich niedriger sein oder sogar bei Null liegen.
- **Explizite Auktion:** Im Rahmen von expliziten Auktionen werden die Kapazitäten in Fernleitungen explizit, also getrennt von dem zu transportierenden Gas, verauktioniert. Explizite Auktionen ermöglichen die Bildung von Angebots- und Nachfragekurven und eine Preisbildung anhand der Vorwärtskurven. Dies kann gerade in den Frühstadien einer Marktentwicklung von Nutzen sein.
- **Offene Gebotskurve:** Zur Rückkopplung der Gesamtnachfrage mit der eigenen Preis-Nachfragesensitivität sollten alle Bieter während der Auktion das aggregierte Gebot, d. h. den augenblicklichen Nachfrageüberhang einer Runde sehen können. Diese Öffnung der Angebotskurve steht im Einklang mit dem Prinzip der Anonymität und ist wichtig für eine effiziente Kapazitätsvermarktung. Wir sehen hier von einer Empfehlung zu geschlossenen oder halbgeschlossenen Auktionen ab, da diese mit einer höheren Wahrscheinlichkeit zu potentiellen Mehreinnahmen der Netzbetreiber führen können, die den Wert des Engpasses nicht reflektieren.
- **Beschränkung des Volumens pro Bieter:** Auktionen dienen gerade unter Umständen, unter denen nur ein geringer Teil der Gesamtkapazität überhaupt verfügbar gemacht wird und ein Großteil der Kapazitäten in langfristigen Kapazitätsverträgen gebunden ist, einer Diversifizierung des Kapazitätsmarktes und damit einer Abnahme der Konzentration. Es sollte daher erwogen werden, dass Unternehmen<sup>39</sup>, die bereits einen hohen Anteil an Kapazität an dem zur Disposition stehenden Punkt gebucht haben, für einen bestimmten Zeitraum von der Primärvergabe ausgeschlossen sind. Als Kriterium einer Wiederaufnahme in die Primärvergabe könnte zum Beispiel das Erreichen eines kartellrechtlich unkritischen Anteils an Ein- oder Ausspeisekapazitäten für den konkreten Produkt- und geografischen Markt sein.

§ 36 besagt, dass der „Anteil der Kapazität, der den jeweiligen Verträgen unterschiedlicher Laufzeit zugewiesen wird ... sich nach der Nachfrage“ bestimmt.

---

<sup>39</sup> Dies sollte natürlich auch für verbundene Unternehmen gelten.

Die Auktionsregeln könnten dieser Regel zum Beispiel nachkommen, indem zuerst ein Maximum der kurzfristig verfügbaren Kapazität vermarktet wird, also zum Beispiel der nächsten drei Frontmonate. Wenn einer oder mehr der Frontmonate in das Frontjahr fielen, könnte das gesamte Frontjahr nicht mehr vermarktet werden. Dies würde die Netzbetreiber daran hindern ihre Kapazitäten langfristig zu vermarkten. Umgekehrt, wenn zuerst ein Maximum an langfristig verfügbaren Kapazitäten verauktioniert wird, käme dies den Interessen der Kurzfristoptimierung der Händler nur ungenügend nach. Gerade im Kurzfristbereich ist zudem mehr Liquidität im Markt zu verzeichnen, was die Bewertung kurzfristiger Kapazitäten effizienter gestaltet. Für ein höheres Verhältnis von kurzfristiger zu langfristiger Kapazität zu den Zeitpunkten der Verauktionierung spricht zudem, dass Netzbetreiber kurzfristig wesentlich mehr Sicherheit hinsichtlich der Lastflüsse an den Punkten des Netzes haben und somit über ein genaueres Maß kurzfristiger Kapazitäten verfügen. Die langfristig über Jahresprodukte angebotene Menge dürfte aufgrund der stochastischen Unsicherheiten immer tendenziell gering sein bzw. konservativ vermarktet werden. Zu der Frage, inwieweit Kapazitätsanteile für unterjährige Kapazitätsprodukte reserviert werden sollten, sei auch auf die Ausführungen in dem entsprechenden Abschnitt in Kapitel 5.1 verwiesen.

## **5.6      Ausgleichsmechanismen zwischen Netzbetreibern**

### **5.6.1    Der Bedarf nach einem Ausgleichsmechanismus**

Die Bildung von eigentumsübergreifenden Marktgebieten impliziert, dass Entgelte an der Peripherie des Marktgebietes vereinnahmt werden und nicht mehr wie bisher von einzelnen, die Marktgebietskooperation bildenden Netzbetreibern. Selbst wenn jeder der marktgebietzugehörigen Netzbetreiber an der Peripherie des Marktgebietes läge und Kosten über Einspeisepunkte und Ausspeisepunkte vereinnahmen könnte, ist nicht gewährleistet, dass die Erlöse der netzkapazitiven Leistung und den verbundenen Kosten, die der Netzbetreiber innerhalb der Netzkooperation erbringt, entsprechen. Für Netzbetreiber, die eine hohe Kapazität an der Peripherie anbieten können, aber nur geringe Netzkosten haben, würde das zu einer Überdeckung der Erlösgrenze führen, wohingegen für Netzbetreiber die eine geringe Kapazität an der Peripherie anbieten können, aber hohe Netzkosten haben, einer Unterdeckung der Erlösgrenze zu verzeichnen wäre.

Daher erfordert ein eigentumsübergreifendes Entry-Exit-System einen anreizerhaltenden Ausgleichsmechanismus. Der Erlösausgleich berücksichtigt dabei die Differenzen zwischen zulässigen und tatsächlichen Erlösen, die sich durch die individuelle Rechnungslegung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) bei integriert berechneten Entgelten ergeben.

---

## **5.6.2 Rechtliche Erwägungen**

### **5.6.2.1 Europäische Vorgaben**

Die von den Regulierungsbehörden gemäß Artikel 41 Absatz 6 der Richtlinie 2009/73/EG genehmigten Tarife oder Methoden zu ihrer Berechnung, die die Fernleitungsnetzbetreiber anwenden, sowie die gemäß Artikel 32 Absatz 1 der genannten Richtlinie veröffentlichten Tarife müssen nach Artikel 13 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 der Notwendigkeit der Netzintegrität und deren Verbesserung Rechnung tragen, die Ist-Kosten widerspiegeln sowie gegebenenfalls die Tarifvergleiche der Regulierungsbehörden berücksichtigen. Tarife können zudem mittels marktorientierter Verfahren wie Versteigerungen festgelegt werden und Anreize für Investitionen und zur Aufrechterhaltung oder Herstellung der Interoperabilität der Fernleitungsnetze bieten.

Die Tarife werden pro Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz oder pro Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz getrennt voneinander festgelegt. Kostenaufteilungsmechanismen und Ratenfestlegungsmethoden bezüglich der Ein- und Ausspeisepunkte müssen von den nationalen Regulierungsbehörden gebilligt werden. Durch die Tarife für den Netzzugang darf weder die Marktliquidität eingeschränkt noch der Handel über die Grenzen verschiedener Fernleitungsnetze hinweg verzerrt werden.

### **5.6.2.2 Österreichische Vorgaben**

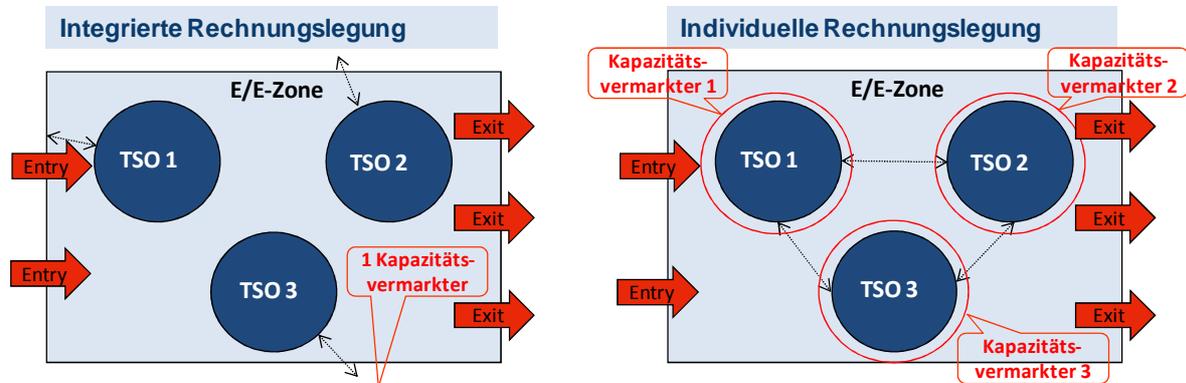
Die Gesetzlage und die Vorgaben des neuen Gaswirtschaftsgesetzes (GWG 2011) in Österreich wurden bereits in 4.1.2 dargestellt.

## **5.6.3 Optionen zur Ausgestaltung des Ausgleichsmechanismus**

Für die Regelung eines Ausgleichs zwischen Netzbetreibern bieten sich ein integrierter und ein individueller Ansatz an:

- Integrierte Rechnungslegung (Vermarktung über Plattform und zentrale Abrechnung für das Marktgebiet, Erlösverteilung erfolgt automatisch durch den Kapazitätsvermarkter),
- Individuelle Rechnungslegung (Erlöse gehen direkt an die FNB, Erlösausgleich erfolgt durch Verrechnung zwischen den FNB).

Bei der integrierten Rechnungslegung erfolgt die Vermarktung der Kapazität durch einen Verantwortlichen für das gesamte Marktgebiet. Dieser vereinnahmt die Erlöse im Auftrag und auf Konto der teilnehmenden Netzbetreiber.



**Abbildung 7: Integrierte versus individuelle Rechnungslegung**

Quelle: KEMA

Die Erlösverteilung erfolgt dann automatisch im Innenverhältnis auf Basis festgelegter Erlösanforderungen der teilnehmenden Netzbetreiber. Auch Erlösanpassungen, die aufgrund von

- negativen Mengenanpassungen (geringere Buchungen als im Mengengerüst projiziert) oder
- positiven Mengenanpassungen (höhere Verfügbarkeit aufgrund von innovativen Vermarktungsmechanismen des Verantwortlichen)

auftreten, erfolgen dann automatisch durch den Verantwortlichen.

Bei der individuellen Rechnungslegung erfolgt die Vermarktung der Kapazität durch die einzelnen Netzbetreiber an der Peripherie des Marktgebiets. Jeder teilnehmende Netzbetreiber vereinnahmt Erlöse, die von den genehmigten Erlösen (Kosten) abweichen. Ein Erlösausgleich erfolgt dann auf Basis einer expliziten Verrechnung zwischen den Ferngasnetzbetreibern, die über die Kostenseite der im Innenverhältnis vorgehaltenen Kapazitäten erfolgt. Dabei stellen teilnehmende Netzbetreiber den anderen Netzbetreibern die für die Kommittierung des Mengengerüsts notwendigen Kapazitäten in Rechnung. Erlösanpassungen, die aufgrund von negativen oder positiven Mengenanpassungen auftreten, erfolgen dann explizit durch die Zahlung der vorgehaltenen Kapazität oder durch interne Vergütungen bzw. Rechnungen, wenn Vorauszahlungen geleistet wurden.

## 5.6.4 Empfehlung

Wir schlagen vor eine individuelle Rechnungslegung im Rahmen eines integrierten Berechnungsansatzes mit Erlösausgleich unter den Netzbetreibern einzuführen. Diese Regelung erscheint kompatibel mit den Kernfunktionen der Ferngasnetzbetreiber (insbesondere Entgeltabrechnung) und der Rechtslage in Österreich. Dabei stellt der zweistufige Erlösausgleich sicher, dass die Liquidität der Netzbetreiber nicht gefährdet ist. Obwohl der Vorschlag mit mehr Kooperation im Innenverhältnis verbunden ist, sehen wir eine höhere Akzeptanz bei den Ferngasnetzbetreibern und kein Diskriminierungspotential. Außerdem gibt es bereits Erfahrungen mit dem vorgeschlagenen Modell im Strombereich (Netzpreiszonen).

Der Erlösausgleich, wesentliches und kritisches Element der Regelung, berücksichtigt die Differenzen zwischen den zulässigen und tatsächlichen Erlösen. Um die Liquidität der Unternehmen nicht zu gefährden, schlagen wir vor:

- Ein Primärausgleich sollte auf monatlicher Basis und
- eine finale Verrechnung am Ende des Jahres

stattfinden. Die Jahresverrechnung sollte eigentlich ins Regulierungskonto integriert werden. Man kann eine jährliche Auflösung des Regulierungskontos vorsehen, falls bestimmte Ober- und Untergrenzen überschritten werden.

Bei der primären Erlösverrechnung ist eine Bemessungsgrundlage zu klären, auf Basis derer die Mehr- oder Mindereinnahmen untereinander verrechnet werden.

## 5.7 Einheitliche vs. nicht-einheitliche Tarifierung von Entry- und Exit-Punkten

### 5.7.1 Optionen zur Gestaltung von Netzentgelten

Eine der Grundsatzentscheidungen bei der Ausgestaltung eines Entry-Exit-Tarifsystems betrifft die Frage, inwieweit Netznutzungsentgelte geografisch differenziert oder vereinheitlicht werden sollen. Bei einer geografischen Differenzierung unterscheiden sich die Entgelte in Abhängigkeit von der Lage eines Ein- oder Ausspeisepunktes im Netz bzw. Marktgebiet. Zwischen einem vollständig vereinheitlichten Tarifsystem und einem sehr stark differenzierten (punkscharfen) Tarifsystem sind zahlreiche Abstufungen möglich. So kann zunächst zwischen Inlandspunkten und grenzüberschreitenden Punkten unterschieden werden. Dar-

über hinaus kann die Zusammenfassung von mehreren Punkten zu Ein- oder Ausspeisezonen betrachtet werden. Zuletzt ist eine gesonderte Behandlung spezieller Ein- oder Ausspeisepunkte (z.B. Produktion, Speicher, nachgelagerte Netze) möglich. Im Prinzip sind damit die folgenden Optionen denkbar:

- Einheitliche Entgelte für das Gesamtgebiet,
- Geografisch differenzierte knotenscharfe Entgelte,
- Geografisch definierte Preiszonen,
- Kombinierte Ansätze.

Geografisch differenzierte Preissysteme werden im Elektrizitätssektor auf der Übertragungsebene bereits vielfach angewandt, entweder in der Ausprägung knotenscharfer Preise (*Nodal Spot Pricing*) oder durch zonale Ansätze.<sup>40</sup> So werden knotenscharfe Preissysteme z.B. durch einige US-amerikanische Übertragungsnetzbetreiber (PJM, NE ISO) verwendet. In Skandinavien (NordPool) dagegen wird ein zonaler Ansatz genutzt. Die Preissysteme führen dabei Preise für den Strom selbst und den Transport über das Netz zusammen.

Der Vorteil einer geografisch differenzierten Tarifierung liegt in den daraus resultierenden ökonomischen Signalen. Da diese Signale dann ebenfalls geografisch differenziert vorliegen, können sie ihre Steuerungswirkung, also zum Beispiel die Signalisierung von Knappheiten, optimal entfalten. Dabei kann zwischen kurz- und langfristig wirksamen Signalen unterschieden werden. Kurzfristige Preissignale sind eher darauf ausgerichtet, einen effizienten Netzbetrieb und eine effiziente Netznutzung zu erreichen. Langfristig ausgerichtete Signale sorgen dagegen für eine weitsichtige Kapazitätsbuchung durch Transportkunden bzw. lassen sich für eine effiziente Netzausbauplanung heranziehen.

In der Regel wird die Einführung einer geografischen Differenzierung für bestehende Leitungssysteme mit der Notwendigkeit adäquater Signale für neue Anschlussnehmer zu erzeugen begründet. Darüber hinaus erfüllt ein geografisch differenziertes Preissystem die Anforderung nach kostenreflektierenden Tarifen deutlich besser.

Der Nachteil geografisch differenzierter Tarife liegt in den im Vergleich zu einheitlichen Entgelten auftretenden Effekten für Netznutzer und Endverbraucher im Hinblick auf ihre geografische Situation. Während die Signalwirkung geografisch differenzierter Entgelte für neue Netznutzer unbestreitbar sinnvoll ist, könnte es bei der Einführung in einem bereits bestehenden System negative Effekte entfalten, da Entscheidungen hinsichtlich der Standortwahl durch Netznutzer und Endverbraucher nicht mehr frei getroffen werden können. Die Einfüh-

---

<sup>40</sup> Vgl. Schweppe, F., Caramanis, M., Tabors, R., Bohn, R., *Spot Pricing of Electricity*, 1988

Die Einführung eines geografisch differenzierten Entgeltsystems kann daher Wettbewerbsbedingungen innerhalb des Marktgebietes verändern und zu Verzerrungen führen. Zudem ist mit einem höheren Aufwand bei der Abrechnung von Kapazitätsbuchungen zu rechnen.

### 5.7.2 Empfehlung

Wir empfehlen, bei der Gestaltung der Tarifstrukturen hinsichtlich möglicher geographischer Differenzierungen einen kombinierten Ansatz zu wählen. Die Ein- und Ausspeisetarife an den Grenzübergangspunkten sollten dabei individuell festgelegt werden, um Signale für eine ökonomisch effiziente Nutzung zu generieren. Für die Überspeisung in die nachgelagerten Verteilnetze und ebenso für die Rückspeisung in das Fernleitungsnetz empfehlen wir jedoch ein einheitliches Entgelt an allen Punkten, ebenso empfehlen wir ein wettbewerblich neutrales Netznutzungsentgelt an Speicherpunkten. Dies dürfte bei einer entsprechenden Ausgestaltung des Netzzutrittsentgelts im Regelfall auf ein nahezu einheitliches Netznutzungsentgelt hinauslaufen.<sup>41</sup> Für die Einspeisung aus der Produktion sollte analog vorgegangen werden. Für die Produktion aus Biogas sollte ein einheitliches Entgelt für die Einspeisung gewählt werden. Da es derzeit jedoch keine Einspeisung aus der Produktion auf Fernleitungsebene gibt, besitzt das Thema aktuell nur geringe Relevanz.

Wie sich in der durchgeführten Länderanalyse deutlich herausgestellt hat, wird insbesondere hinsichtlich der Ausspeisungen im Inland an Endverbraucher und nachgelagerte Netze in der Regel auf eine geografische Differenzierung verzichtet, während eine Differenzierung an Grenzübergangspunkten in der überwiegenden Anzahl der betrachteten Länder durchgeführt wird. Dies scheint insgesamt ein sinnvoll gangbarer Weg zu sein, vor allem in Verbindung mit sehr hohen Transitvolumina im Vergleich zum Inlandsverbrauch.

Das Vorgehen, die geografische Differenzierung auf die Grenzübergangspunkte zu beschränken, widerspricht nicht der vorliegenden Netztopologie, und die Eigenschaften der jeweiligen Leitungsabschnitte werden unseres Erachtens dadurch ausreichend berücksichtigt.

Durch das kombinierte Vorgehen ist es zudem möglich, die Auswirkungen der Einführung des Entry-Exit-Modells auf die Entgeltsystematik im Vergleich zu den bis dato verwendeten Tarifen zu minimieren. Die Einheitlichkeit des Entgeltes innerhalb der inländischen Preiszone berücksichtigt die Forderung, die Einführung des neuen Systems für inländische Verbraucher wettbewerbsneutral auszugestalten, und dürfte damit zu einer erhöhten Akzeptanz des neuen Systems beitragen.

---

<sup>41</sup> Möglicherweise notwendige Investitionskosten für den Anschluss neuer Speicheranlagen werden dabei durch das Netzzutrittsentgelt bereits abgedeckt, siehe folgenden Abschnitt.

Zu der Ausgestaltung der Tarife an Speicherpunkten finden sich in dem folgenden Abschnitt detaillierte Erläuterungen.

## **5.8 Netzzutritts- und Netzzugangsentgelte an Speicherpunkten**

Im Folgenden diskutieren wir die verursachungsgerechte Entgeltgestaltung beim Anschluss der Speichieranlagen. Um das Verursachungsprinzip angemessen zu berücksichtigen, nehmen wir eine Aufteilung in ein Netzzutrittsgeld und ein Netznutzungsgeld vor. Das Netzzutrittsgeld wird bei erstmaliger Herstellung der Verbindung oder einer Kapazitätserhöhung entrichtet.

### **5.8.1 Aufgabe und Nutzen von Speichieranlagen beim Netzausbau**

Das österreichische Gasversorgungsnetz ist ein Transitnetz mit erheblicher Bedeutung insbesondere für die EU-Mitgliedsstaaten Italien und Deutschland. Hinsichtlich des nationalen Verbrauchs ist das Netz derart mit Speichern ausgestattet, dass inländische Lastspitzen nicht über weite Strecken transportiert werden müssen, sondern verbrauchsnahe abgebildet werden. Die dafür im Gasnetz angeschlossenen Erdgasspeicher dienen zum Ausgleich von Lastschwankungen. In Österreich wird dafür Kapazität, also die Injektions- und Entnahmelistung, und das Arbeitsgasvolumen von Porenspeichern herangezogen.<sup>42</sup>

Ohne die Existenz von Saisonalspeichern bestünde ein höherer Bedarf an Import- bzw. Marktgebietseinspeisekapazität, um die im Winter verbrauchten Mengen jederzeit in die Verbrauchszentren zu bringen. In technischer und wirtschaftlicher Hinsicht lässt sich dieser Zusammenhang wie folgt beschreiben:

- Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Gastransport-Leitungsnetzes,
- Ausgleich jahreszeitlicher und täglicher Verbrauchsschwankungen,
- Deckung des Spitzenbedarfs (peak-shaving) und

---

<sup>42</sup> Eberhardt, R. & R. Hüning (1990), S. 614. Dies ist durch die geophysikalisch bedingte Arbeitsweise von Porenspeichern gegeben, welche eine vergleichsweise trägere Ein- und Ausspeicherleistung zulässt. Porenspeicher werden für saisonale Spitzenlastabdeckungen für 10 Tage und mehr eingesetzt. Sie besitzen eine Entnahmedauer von bis zu 1500 Stunden. Siehe dazu auch Cerbe, G. (1999), S. 235 f

- Sicherstellung der Gasversorgung im Falle von Betriebsstörungen bei den Produktionsstätten bzw. im Transportsystem.<sup>43</sup>

Speicheranlagen tragen damit beim Bau des Transportnetzes zu einer Reduktion des Ausbaubedarfs bei und dienen auch im heutigen Betrieb dazu, die Belieferung der Kunden effizient zu gestalten. Dabei dienen Spitzendeckungsmaßnahmen aus Speichern in nachgelagerten Netzen in den meisten Fällen dazu, den Bezug von Erdgas aus der Ferngasleitung zu begrenzen, weil die Spitzenlast nicht vollständig über die Übergabepunkte geliefert werden kann.<sup>44</sup> Zudem werden Speicher in nebengelagerten Netzen eingesetzt, um den Transport der Lastspitze in den Netzteil zu gewährleisten.

In liberalisierten Erdgasmärkten, die durch Entflechtung der Speicher, des Vertriebs und des Netzbetriebs gekennzeichnet sind, werden Speicher eher untergeordnet netzseitig genutzt. „Speicheranlagen“ sind dabei ausschließlich der kommerziellen Nutzung zugeordnet.<sup>45</sup>

Je nach Zuordnung nehmen Speicheranlagen dabei unterschiedliche Aufgaben wahr bzw. werden mit verschiedenen Zielen eingesetzt. Je nach Regulierungsansatz können Speicher oder auch Dienstleistungen, die im Netzbereich eingesetzt werden, kosten- und zugangsreguliert sein und damit unmittelbar dem Netzbetreiber zugeschlagen werden.

---

<sup>43</sup> Eberhardt, R. & R. Hüning (1990), S. 610.

<sup>44</sup> Cerbe (1999), S. 235

<sup>45</sup> Die Legaldefinition nach § 7 Abs. 1 Z. 57 trennt diese von dem „Teil, der für die Tätigkeiten gemäß Mineralrohstoffgesetz genutzt werden“. Weiterhin „ausgenommen sind auch Einrichtungen, die ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Funktionen vorbehalten sind“. Damit stellt sich die technische und wirtschaftliche Nutzung anders dar als in der Vergangenheit bei nicht entflochtenen Unternehmen.

„Speicheranlagen“ im Sinne der Legaldefinition	1. Ausgleich individueller, jahreszeitlicher und täglicher Verbrauchsschwankungen.
Teil, der für die Tätigkeiten gemäß Mineralrohstoffgesetz genutzt wird.	2. Zwischenspeicherung und Sicherstellung der Gasversorgung im Falle von Betriebsstörungen bei den Produktionsstätten bzw. im Transportsystem von diesen.
Einrichtungen, die ausschließlich Netzbetreibern bei der Wahrnehmung ihrer Funktionen vorbehalten sind.	3. Erhalt der Netzstabilität und Absicherung lokaler Engpässe innerhalb des Netzes. 4. Erhalt der Versorgungssicherheit und Zwischenspeicherung und Sicherstellung der Gasversorgung im Falle von Betriebsstörungen im Transportsystem.
„Speicheranlagen“ im Sinne der Legaldefinition, die dem Netzbetreiber zur Erfüllung seiner Aufgaben angedient werden.	5. Bereitstellung von Lastflusszusagen, was indirekt zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit des Gastransportleitungsnetzes beiträgt. 6. Bereitstellung von physischer Ausgleichsenergie, was zur kurzfristigen Stabilität des Netzes beiträgt. 7. Bereitstellung eines saisonalen Bilanzausgleichs, was die jährliche Ausgeglichenheit des nationalen Verbrauchs und Versorgungssicherheit herstellt.

**Tabelle 4: Übersicht Speicheranlagenfunktionen**

Speicheranlagen nach Ziffer 1 sind Anlagen, deren Darbietung und Nachfrage im Wettbewerb untereinander stehen. Speicherkapazitäten werden von Netznutzern oder Dienstleistern als virtuelle oder physische Speicherprodukte angemietet.

Kapazitäten nach Ziffer 2 stehen den Unternehmen der Gewinnung zur Verfügung. Sie werden ausschließlich zur Sicherung der Produktion eingesetzt.

Anlagen nach Ziffer 3 und 4 sind Anlagen, deren Kapazitäten dem Netzbetreiber zur Überbrückung kurz- oder mittelfristiger Engpässe zur Verfügung stehen. Sie werden ausschließlich zur Sicherung der Netzstabilität eingesetzt.

Der Einsatz von Anlagen nach obigen Ziffern 5 bis 7 erfolgt durch eine marktseitige Abfrage bei Marktteilnehmern. Dabei werden die Transportkunden mit Zugang zu flexiblen Aufkommensquellen, insbesondere zu Speicheranlagen, dem Netzbetreiber Kapazitäten anbieten. Alternativ bestünde die Möglichkeit, Speicheranlagen der Kosten- und Zugangsregulierung zu unterwerfen.

## 5.8.2 Rechtliche Erwägungen

Hinsichtlich der Tarife von Ein- und Ausspeisepunkten an Speicheranlagen definiert § 7 Abs. 1 Ziffer 3 als Ausspeisepunkt einen Punkt, an dem Gas aus einem Netz eines Netzbetreibers entnommen werden kann, ausgenommen durch den Endverbraucher, und Ziffer 10 als Einspeisepunkt einen Punkt, an dem Gas an einen Netzbetreiber in dessen Netz oder Teilnetz übergeben werden kann. Netzpunkte, an denen Gas zur Einspeicherung aus dem Netz und zur Ausspeicherung in das Netz übergeben werden, sind also Aus- bzw. Einspeisepunkte im Sinne des GWG.

Gemäß § 73 Abs. 5 und § 74 Abs. 2 ist das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisungsleistung, also für die Injektion von Gas in Speicheranlagen bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung pro Ausspeisepunkt zu entrichten.<sup>46</sup>

Die Regelung unter § 73 Abs. 5 und § 74 Abs. 2 ist nicht für den Fall der Einspeisung ausgedehnt. Somit kann die Absicht des Gesetzgebers, eine analoge Tarifierung für Einspeisepunkte an Speicheranlagen einzuführen, nicht unterstellt werden. Daraus folgt, dass die an Punkten für die Ausspeisung in Speicheranlagen zugeteilten Kosten nur über die dort zu entrichtenden Ausspeiseentgelte vereinnahmt werden. Diese Vorgabe muss berücksichtigen, dass saisonale Speicheranlagen überwiegend im Sommer gefüllt und im Winter entleert werden, die allokierten Netzkosten mithin überwiegend in der Sommersaison vereinnahmt werden müssen.

Eine Vereinnahmung über ein Entgeltsystem jährlicher Kapazitätsbuchung ohne die Möglichkeit unterjähriger Kaskadierung der Kapazität würde dieses Problem umgehen, wäre allerdings eine Ausnahme von der Regel unterjähriger Entgeltfaktoren. Für den Fall, dass an Speicheranlagen auch unterjährige Anpassungsfaktoren Anwendung finden sollen, wären die Faktoren mit einem Aufschlag im Sommer und mit einem Abschlag im Winter versehen.

---

<sup>46</sup> Für die Gestaltung des Netznutzungsentgelts zur Ausspeisung aus dem Verteilernetz sieht § 73 Abs. 5 eine Vereinheitlichung vor, wohingegen eine analoge Regelung für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz fehlt. Dabei ist jedoch die Formulierung „Netznutzungsentgelt im Verteilernetz für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz in Speicheranlagen ... ist das Netznutzungsentgelt einheitlich pro Ausspeisepunkt ... zu entrichten“ nicht eindeutig. Die Verwendung des Singular bei ‚Verteilernetz‘ kann sowohl alle Verteilernetze eines Marktgebietes adressieren als auch jedes einzelne Verteilernetz. Im ersteren Fall wären alle Ausspeisepunkte an Speichern eines Marktgebietes auf Ebene des Verteilernetzbetreibers mit dem gleichen Entgelt zu belegen, wohingegen im zweiten Fall alle Ausspeisepunkte an Speichern eines Verteilernetzes mit dem gleichen Entgelt zu belegen wären. Es erscheint uns wenig wahrscheinlich, dass der zweite Fall vom Gesetzgeber gewollt ist. Einerseits ist es relativ wahrscheinlich, dass Entgelte aus Ausspeisenzebene einheitlich gelegt werden und andererseits gibt es bei insgesamt 6 Speicheranlagen in Österreich und 21 Verteilernetzbetreibern keine wirklich Begründung für eine explizite Erlassung der Einheitlichkeit in einzelnen Verteilernetzen. Nicht nur durch Ausschluss dieser Alternative, sondern auch aus Gründen der wettbewerblichen Gleichstellung der Speicheranlagen ist es geboten, die erste Auslegungsalternative zu wählen.

Netznutzungsentgelte als Bestandteil der Systemnutzungsentgelte sind im Verteilnetz nach § 73 Abs. 5 und im Fernleitungsnetz nach § 74 Abs. 2 nur leistungsbezogen festzulegen.

Daraus ergibt sich ein vereinheitlichtes, leistungsbezogenes Netznutzungsentgelt an Speicheranlagen, die an das Verteilernetz angeschlossen sind und für die Fernleitungsebene ein leistungsbezogenes, nicht notwendigerweise mit der Verteilernetzebene vereinheitlichtes Netznutzungsentgelt an Speicheranlagen, die an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind.

### **5.8.3 Optionen Netzzutrittsentgelte**

Für die Anerkennung der Kostenzuordnung bei den Anschlusskosten ergeben sich konkrete Fragen, nämlich wie die mit dem Anschluss verbundenen zusätzlichen Netzkosten auf die Ausspeisepunkte an Speicheranlagen angerechnet werden.

- **Shallow-Ansatz:** Direkt zuordenbare Kosten des Anschlusses, aber ohne Netzverstärkung, werden in die Entgelte aufgenommen.
- **Deep-Ansatz:** Direkt zuordenbare Kosten des Anschlusses mit den Kosten der Netzverstärkung werden in die Entgelte aufgenommen.
- **Sozialisierungsansatz:** Jegliche Anschlusskosten werden in den Kostenblock aufgenommen und nach allgemeingültigen Verfahren, die den besonderen Anschluss völlig außer Acht lassen, auf alle Ein- und Ausspeisepunkte verteilt.

Die Ansätze variieren quasi das Prinzip Anschlusskosten völlig bis gar nicht zu sozialisieren.

Im Shallow-Ansatz werden nur die Kosten des Anschlusses vom Speicher bis zum Netz in den Entgelten der Speicheranlage berücksichtigt. Kosten, die Netzverstärkung bis zu dem Anschlusspunkt betreffen, werden auf alle Entry/Exit-Punkte verteilt. Dieses Verfahren ist relativ transparent und setzt einfache Signale für die Ansiedlung von Speicheranlagen, die geologischen Voraussetzungen natürlich vorab gegeben. Mit entsprechenden langfristigen Netzausbauplanungen ist der Netzbetreiber gefragt, den Netzausbau zu aggregieren und damit die Netzverstärkung effizient zu gestalten.

Im Deep-Ansatz werden sowohl die Kosten des Anschlusses vom Speicher bis zum Netz, wie auch Kosten der Netzverstärkung in den Entgelten der Speicheranlage berücksichtigt. Dieses Verfahren ist weniger transparent, ist aber auch in der Lage Signale für die Ansiedlung von Speicheranlagen zu geben. Mit entsprechenden langfristigen Netzausbauplanungen ist der Netzbetreiber hier wesentlich stärker im Dialog mit Speicherbetreibern gefragt, den Netzausbau zu aggregieren und damit die Netzverstärkung effizient zu gestalten.

Im Sozialisierungsansatz tragen alle Netznutzer über die Netzentgelte die Anschlusskosten für Speicheranlagen mit. Damit gibt es keine Kostenzuordnung und keine Berücksichtigung der direkten Kostenverursachung. Jegliche Anschlusskosten werden in den Kostenblock aufgenommen und nach allgemeingültigen Verfahren auf alle Ein- und Ausspeisepunkte verteilt.

#### **5.8.4 Empfehlung Netzzutrittsentgelte**

Wir befürworten die Anwendung des Shallow-Ansatzes. Er ist kompatibel mit der österreichischen Gesetzgebung das Netzzutrittsentgelt auf Basis von direkt zuordenbaren Netzkosten zu berechnen.

Der Shallow-Ansatz berücksichtigt die ökonomische Kausalität, da die unmittelbaren Anschlusskosten von dem Speicher als Zutrittsentgelt bezahlt werden. Durch die Integration der Zuwachskosten der Netzverstärkung in die Netzentgelte werden die finanziellen Auswirkungen auf die Speicherunternehmen angemessen eingeschränkt. Zudem ist die Methode einfach und transparent, wodurch auch die Diskriminierungsfreiheit unterstützt wird.

#### **5.8.5 Optionen Netznutzungsentgelte**

Wie bei den Netzen stellt sich auch hier bei der Ausgestaltung des Tarifsystems die Frage, inwieweit Netznutzungsentgelte geografisch differenziert oder vereinheitlicht werden sollen. Zudem unterscheiden sich die Entgelte bei einer geografischen Differenzierung in Abhängigkeit von der Lage eines Ein- oder Ausspeisepunktes im Netz bzw. Marktgebiet.

Wir haben bereits die Optionen hinsichtlich der Gestaltung von Entgeltsystemen in Kapitel 5.7.1 erläutert, deswegen wird hier auf weitere Ausführungen verzichtet.

#### **5.8.6 Empfehlung Netznutzungsentgelte**

In Übereinstimmung mit dem GWG empfehlen wir ein leistungsspezifisches Exit-Entgelt für Einspeicherung, also die Ausspeisung aus den Netzen in Speicher. Das Netznutzungsentgelt sollte einheitlich für Ausspeisepunkte an allen Speicherpunkten sein und mindestens die zusätzlichen Betriebs- und Unterhaltungskosten berücksichtigen. Eine gleichmäßige Entgelthöhe verbinden wir mit dem grundsätzlich positiven Effekt einer ausgeglichenen Wettbewerbsposition für Speicherunternehmen. Die Homogenität trägt auch zur Transparenz der Entgelte bei und ist kompatibel mit Kapazitätsbuchung durch die Speicherunternehmen.

Unter Berücksichtigung des potentiellen Nutzens, den Speicher für das Netz haben, kann sich auch ergeben, dass für die Ausspeisung in Speicheranlagen ein geringeres Entgelt als für übliche Ausspeiseentgelte zu erheben ist.

## **5.9 Ausgestaltung des Zeitfaktors bei unterjährigen Vertragslaufzeiten**

### **5.9.1 Motivation für zeitliche Differenzierung der Netzentgelte**

Die Standardlaufzeit für Transportverträge bzw. die Standardzeiteinheit, auf die Verträge in der Regel bezogen werden, beträgt ein Jahr. Für mehrjährige Verträge wird im einfachsten Fall das entsprechende Vielfache des Entgeltes berechnet, ggf. unter Anwendung eines kleineren Rabattes. Anders sieht es jedoch bei unterjährigen Verträgen aus. Kapazitätsprodukte werden inzwischen üblicherweise bis auf Tagesebene angeboten.

Für unterjährige Verträge gibt es mehrere Tarifierungsoptionen.

- Die Entgelte können sich im einfachsten Fall auf den entsprechenden Bruchteil des Entgeltes für einen Standardjahresvertrag beziehen, d.h. sie sind unabhängig von der Vertragslaufzeit.
- Alternativ gibt es jedoch auch die Möglichkeit, kurzfristige Kapazitätsprodukte zu einem abweichenden Tarif anzubieten, dabei lassen sich zwei Formen unterscheiden:
  - Anwendung von Saisonalitätsfaktoren (potenziell unterschiedliche Tarife abhängig von der Jahreszeit),
  - Unterscheidung der Tarife anhand der Kapazitätslaufzeiten (potenziell Aufschläge bei kürzeren, Abschläge bei längeren Kapazitätslaufzeiten).

Ein grundsätzlich erhöhter Preis für kurzfristigere Kapazitätsprodukte kann durch die damit verbundenen höheren Transaktionskosten verbunden sein. Zusätzlich steigt das Risiko für den Netzbetreiber, dass die verfügbaren Transportkapazitäten nicht voll ausgelastet werden.

Das Pipelinesystem ist grundsätzlich für die erwartete Spitzenlast ausgelegt. Typischerweise folgt der Gasverbrauch (und damit auch in einem gewissen Maß das Transportvolumen<sup>47</sup>) in

---

<sup>47</sup> Das hängt von der Nutzung von Speichern ab, also inwieweit Flexibilität zur saisonalen Strukturierung im Marktgebiet vorhanden ist und inwieweit diese aus vorgelagerten Netzen importiert oder ggf. sogar in nachgelagerte Netze exportiert wird.

Nordwesteuropa einem saisonalen Profil, mit deutlichen Spitzen in den Wintermonaten. Neben generellen Aufschlägen für kurzfristige Kapazitäten zur Abbildung der erhöhten Transaktionskosten wird daher in einigen Fällen auch eine saisonal abhängige Tarifierung vorgenommen, d.h. Kapazität ist teurer in den Perioden, in denen sie erwartungsgemäß knapp ist, und günstiger, wenn im Überfluss vorhanden. Eine entsprechende saisonale Preisdifferenzierung würde dazu beitragen, adäquate ökonomische Signale für eine effiziente Kapazitätsnutzung zu generieren.

In einem System, in dem Kapazität traditionell langfristig gebucht wird, spielt die Saisonalität der tatsächlichen Nutzung keine Rolle. Das Pipelinesystem ist für Spitzenbelastungen ausgelegt und die gebuchten Kapazitäten entsprechen ggf. dieser Spitzenbelastung. In einem System, in dem vermehrt kurzfristige Kapazitätsprodukte gebucht werden, um das saisonale Transportprofil abzubilden, würde, falls die Entgelte für kurzfristige Produkte unmittelbar als laufzeitadäquate Anteile am Jahresentgelt bemessen würden und bei unverändertem Transportprofil, eine Unterdeckung der Erlöse eintreten. Demzufolge müssten die Entgelte für die auf die Spitzenzeiten entfallenden Kurzfristbuchungen in der Art erhöht werden, dass sie die Kosten für diesen Kapazitätsanteil decken. Eine generelle Kostenerhöhung für kurzfristige Kapazitäten würde dabei jedoch dazu führen, dass es keinen Anreiz gibt, freie Transportkapazitäten in Zeiten außerhalb der Spitzenzeiten zu nutzen. Um hier eine optimale Signalwirkung zu entfalten, müssten die Kapazitäten in Nicht-Spitzenzeiten, analog zu der Erhöhung in Spitzenzeiten, gesenkt werden.

Der primäre Vorteil einer entsprechenden saisonal variierenden Preisbildung liegt durch die generierten ökonomischen Signale für eine effiziente Kapazitätsnutzung auf der Hand. Der Nachteil liegt jedoch in der vergleichweisen Erhöhung der Komplexität des Tarifsystems.

## **5.9.2 Rechtliche Rahmenbedingungen**

§ 74 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz trifft eine eindeutige Festlegung hinsichtlich der kumulierten Höhe von Auf- bzw. Abschlägen für unterschiedliche Vertragslaufzeiten: "Entgelte für Verträge mit einer Laufzeit von mehr als einem Tag dürfen die Summe der Entgelte für tägliche Verträge innerhalb der Laufzeit nicht erheblich unterschreiten." Die Anforderungen aus dem Gaswirtschaftsgesetz befinden sich dabei im Einklang mit Verordnung (EG) Nr. 715/2009 Art. 14 (2): "Transportverträge [...] mit einer kürzeren Laufzeit als der eines Jahresstandardtransportvertrages [...] dürfen nicht zu willkürlich höheren oder niedrigeren Tarifen führen, die nicht [...] den Marktwert der Dienstleistung widerspiegeln."

### 5.9.3 Empfehlung

Wir empfehlen grundsätzlich zunächst den Verzicht auf die Anwendung eines Saisonalitätsfaktors.

In einem System wie in Österreich, in dem es in größerem Umfang Speicherkapazitäten gibt, und das darüber hinaus durch signifikante Transitflüsse charakterisiert ist, fällt die saisonale Variierung des Transportprofils erwartungsgemäß geringer aus. Transitflüsse sind typischerweise durch eine geringere Saisonalität gekennzeichnet, da in den nachgelagerten Netzen häufig Speicherkapazitäten vorgehalten werden. Dies ist in Österreich der Fall. Darüber hinaus sorgt das Auffüllen der in Österreich selbst vorgehaltenen Speicherkapazitäten in den Sommermonaten ebenfalls für eine Reduzierung der Saisonalität. Hier dürften in der Zukunft durch den Anschluss der Speicher Haidach und 7 Fields an die österreichischen Fernleitungsnetze Änderungen zu erwarten sein. Ob dabei die Transportaufgabe des Fernleitungsnetzes durch eine erhöhte oder verringerte Saisonalität geprägt sein wird, hängt maßgeblich davon ab, für welche Zwecke die Speicher genutzt werden. Falls mit Hilfe der Speicher saisonale Flexibilität exportiert wird, so dürfte die Saisonalität in dem Speicher vorgelagerten Netzbereich abnehmen.

Falls die Anwendung eines Saisonalitätsfaktors in Zukunft erwogen werden sollte, so sollte die Summe der Saisonalitätsfaktoren in ihrer auf ein volles Jahr bezogenen Laufzeit nicht erheblich mehr als "1" ergeben. Damit wird eine grundsätzliche bzw. willkürliche Verteuerung der Kapazitäten bei Nutzung von kurzfristigen Produkten verhindert.

Saisonalitätsfaktoren können auch die Signalwirkung des in den Primärkapazitätsauktionen verwendeten Reservepreises verbessern. Diese könnten nämlich bei Nicht-Verwendung eines Saisonalitätsfaktors in Zeiten geringer Kapazitätsnachfrage zu niedrigen Kapazitätsbuchungen führen, während ein geringerer Reservepreis zu einer besseren Auslastung der Kapazitäten führen könnte.

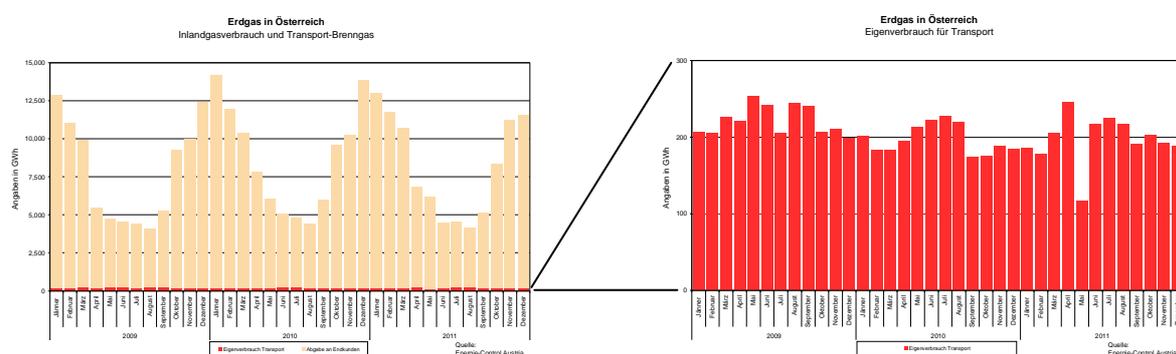
## 5.10 Verrechnung von Verdichterenergiekosten

### 5.10.1 Verdichterenergiekosten

Verdichterenergie, in den meisten Fällen in der Form von Brenngas, ist notwendig für den Betrieb der Kompressoren in Transportpipelines und Speichieranlagen. Es war und ist nicht unüblich, dass bei Netzbetreibern die variablen Kosten explizit in separaten arbeitsabhängigen Entgelten (*commodity charges*) enthalten sind. In den letzten Jahren führen Netzbetrei-

ber die Kosten für Brenngas zunehmend dem gesamten Kostenblock zu und vereinnahmen sie als leistungsspezifisches Kapazitätsentgelt. Der Hintergrund für diese Umsetzung ist, dass die über ein Netz transportierten Mengen periodenübergreifend relativ konstant sind und Brenngaskosten einen relativ kleinen Anteil in Gesamtkosten einnehmen. Ein arbeitsabhängiges Entgelt wird allerdings für das Einspeichern von Gas angewandt, da die Häufigkeit der Einspeicherung und Entnahme von Gas zu tatsächlichen, nutzungsabhängigen Kosten führt.

Die Brenngasmengen nehmen nur einen kleinen Teil der insgesamt im österreichischen Transportnetz transportierten Menge ein.



**Abbildung 8: Eigenverbrauch für Transport und Inlandsverbrauch (2009 – 2011)**

Quelle: E-Control

Nach den statistischen Angaben der ECA sind in den Jahren 2009 bis 2011<sup>48</sup> durchschnittlich 2,45% des im Inland verbrauchten Gases als Eigenverbrauch für den Transport einschließlich Transit ausgewiesen. Bezogen auf den gesamten Import und die Produktion über die Jahre 2009 bis 2011 beträgt der Eigenverbrauch nur 0,54%.

Der überwiegende Teil der Kompressoren im österreichischen Gasnetz befindet sich im Fernleitungsnetz. Da Netznutzungsentgelte als Bestandteil der Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz nach § 74 Abs. 1 nur leistungsbezogen festzulegen sind, müssen Verdichterenergiekosten des Ferngasnetzes als Ganzes im Kostenblock untergebracht und zugeteilt werden.

Zudem sind die Mengenschwankung und die damit verbundene Unsicherheit eher gering. So variierte in den vergangenen 3 Jahren der Anteil der für den Transport als Eigenverbrauch deklarierten Energiemenge zwischen 2,21% (2010) und 2,71% (2009) des im Inland verbrauchten Gas und zwischen 0,47% (2011) und 0,60% (2009) als Anteil des gesamten

<sup>48</sup> Abgelegt unter <http://www.e-control.at/de/statistik/gas/betriebsstatistik;>

Imports und der Produktion. In absoluten Zahlen waren es zwischen 2,366 TWh (2010) und 2,658 TWh (2009).

In der Regel wird Brenngas bzw. Verdichterenergie entweder über Ausschreibung flexibler Tranchen oder am Spotmarkt vom Netzbetreiber beschafft. Obwohl die Mengen relativ stabil bleiben, mögen die Beschaffungskosten für Brenngas etwas stärker mit dem Öl- oder dem Marktpreis variieren. Durch solche die Marktpreisschwankungen entstehen Risiken für Netzbetreiber bezüglich der Genehmigung der Beschaffungskosten. Auf der anderen Seite können die prognostizierten Verdichterenergiemengen preisseitig abgesichert und dadurch die Risiken begrenzt werden.

### **5.10.2 Ausgestaltungsmerkmale einer Kostenregulierung**

Die Ausgestaltung einer kosteneffizienten Verdichterenergiebeschaffung sollte die Ausrichtung der zulässigen Erlöse an den effizienten Kosten umfassen. Dabei sollten einige Rahmenbedingungen bzw. regulatorische Ausgestaltungsmerkmale berücksichtigt werden:

- Verwendung einer separaten Komponente in der Regulierungsformel zur Erfassung der Kosten von Verdichterenergie,
- Verknüpfung der Komponente mit einem angemessenen Mengenfaktor (transportierte Energie oder Volumen),
- Schaffung von Anreizen zur effizienten Gasbeschaffung (Verknüpfung der zulässigen Erlöse mit einem externen Referenzpreis),
- Schaffung von Anreizen zur effizienten Nutzung von Verdichterenergie (Verknüpfung der zulässigen Erlöse mit festgelegten Normen für die Effizienz von Kompressoren),
- Vermeidung von Abweichungen zwischen tatsächlichen und zulässigen Erlösen.

E-Control könnte in einem verfahrensorientierten Modell die Anerkennung von Verdichterenergiekosten in den zulässigen Erlösen von der Voraussetzung abhängig machen, dass Verdichterenergie auf transparenter und diskriminierungsfreier Basis (Ausschreibung oder Spotmarkt) beschafft wird. Dabei bestehen die Alternativen, die Beschaffungskosten für Verdichterenergie

- als feste Kosten über die gesamte Regulierungsperiode festzulegen,
- teilweise festzulegen und teilweise jährlich anzupassen,
- vollständig jährlich anzupassen und die tatsächlichen Kosten periodenübergreifend zu saldieren.

### **5.10.3 Empfehlung**

Wir schlagen eine verfahrensbasierte Regulierung vor. Gemäß diesem Ansatz werden Verdichterenergiekosten weitgehend anerkannt, wenn eine marktorientierte und transparente Beschaffung, z.B. anhand von Ausschreibungen vorliegt.

Verdichterenergie sollte auf Basis einer Prognose der für die Verdichtung und den Transport für die Regulierungsperiode notwendigen Energiemengen beschafft werden und in den Kostenblock eingehen. Dabei sollte sich der Kostenblock aus dem Mengenteil und dem Preisteil ergeben. Diese werden nach unterschiedlichen Vorgaben reguliert.

In die Mengenprognose sollten Anreize zur Verbrauchssenkung (Optimierung des Kompressoreinsatzes oder der Netzsteuerung) über die gesamte Regulierungsperiode eingehen. Die preisseitige Kostenanerkennung kann wiederum getrennt für eine als Grundlast anerkannte Menge und eine jahresweise variierende Residualmenge erfolgen. Die Preise der Grundlastmenge sollten über eine Absicherung der preisvolatilen Bestandteile bei der Beschaffung festgelegt werden. Die Grundlastmenge könnte auch abgestuft für die kommenden Jahreszeiträume erfolgen, so dass nicht 100% der Mengen zu einem Zeitpunkt preislich erfasst werden. Die Preise der auf kurzfristiger Basis beschafften Residualmengen werden in der Preiskontrolle als nicht-beeinflussbar betrachtet.

Der hier unterbreitete Vorschlag trägt zur Risikominderung für Netzbetreiber bei. Dabei besteht weiterhin noch der Anreiz zur Steigerung der Beschaffungseffizienz durch Anwendung von Normen für die eingesetzten Verdichterenergiemengen und Anwendung von marktbaasierten Beschaffungsverfahren. ECA sollte Vorgaben vorbereiten, wie die Beschaffung im Einzelnen zu gestalten ist.

## **5.11 Gestaltung von LFZ-Ausschreibungen und –Entgelten**

### **5.11.1 Rolle und Arten von Lastflusszusagen**

Lastflusszusagen sind vertragliche Vereinbarungen zwischen dem Netzbetreiber und Netznutzern, unter denen Netznutzer die Höhe einer Nominierung über einen bestimmten Zeitraum an vereinbarten Einspeise- und Ausspeisepunkten dem Netzbetreiber verbindlich zusagen bzw. durch den Netzbetreiber abgerufene Nominierungen verbindlich abgeben.

Lastflusszusagen werden an internen Netzpunkten oder an Netzkoppelpunkten bereitgestellt. Sie dienen dem Netzbetreiber oder der Netzbetreiberkooperation als extern beschafftes Instrument zur Gewährleistung der Netzstabilität, zur Vermeidung von vertikalen und horizontalen Engpässen, zur Maximierung der festen, frei zuordenbaren Ein- und Ausspei-

sekapazitäten in das und aus dem Marktgebiet und zur Vermeidung einer Reduktion des Marktgebiets.

### **Horizontale versus vertikale Lastflusszusagen**

Lastflusszusagen können horizontaler und vertikaler Natur sein. Horizontale Lastflusszusagen werden eingesetzt, um die frei zuordenbare Kapazität zwischen Netzen oder Netzbereichen gleicher Druckstufe zu erhöhen. Die Abfrage von Lastflusszusagen findet dabei entweder an buchbaren Netzkoppelpunkten zwischen zwei Netzbetreibern statt, um die feste Gegenstromkapazität zu maximieren, oder innerhalb eines Marktgebiets zwischen zwei Netzbetreibern. Lastflusszusagen können auch lokal an Punkten mit potenziell physischen Engpässen bereitgestellt werden. Vertikale Lastflusszusagen sind im Verteilernetz bereitgestellte Zusagen, um die Bereitstellung der Lastspitze in den Netzbereich zu sichern, wenn die Netzkoppelkapazität zwischen Ferngas- und Verteilernetz einen Engpass darstellen könnte.<sup>49</sup>

### **Lastflusszusagen als Kapazitätskomplement versus Lastflusszusagen als abrufbare Netzleistung**

Lastflusszusagen sind zudem vertraglich so ausgestaltbar, dass die Anbieter während des Vertragszeitraumes entweder die Lastflusszusage grundsätzlich konstant bereitstellen oder die Nominierung auf Abruf bereitzustellen verpflichtet sind.

Lastflusszusagen als Kapazitätskomplement werden an buchbaren Ein- und Ausspeisepunkten vom Netzbetreiber in Verbindung mit der Kapazität angeboten bzw. vom Netzbetreiber abgefragt und gekauft. Das ist besonders dort der Fall, wo der Netzbetreiber die Nutzung einer Kapazitätsrichtung gesichert sehen möchte, um in die andere Flussrichtung ein höheres Maß an garantierter Kapazität anbieten zu können und/oder die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung an dem entsprechenden Punkt zu reduzieren. Der Netzbetreiber sollte nur an Punkten und in der Höhe Lastflusszusagen bei der Buchung eines bestimmten Kapazitätsproduktes abfragen, die der zu gewinnenden Reduktion an Lastflussrisiken entspricht. Hat der Netzbetreiber in der (stochastischen) Kapazitätsmodellierung bereits ein hohes Maß an Sicherheit festgestellt, dass Gasströme in die erwünschte Richtung fließen, sollte er von

---

<sup>49</sup> Dies lässt sich durch feste positive Lastflusszusagen im Winter und feste negative Lastflusszusagen im Sommer implementieren. Dabei würden verbrauchsnahe, an das Verteilernetz angeschlossene Speicheranlagen und Produktion zur Modulierung ihrer Ein- und Ausspeisung herangezogen. Komplementär müssten für solch eine Lösung die Standardlastprofile für wärmeabhängige Haushaltskunden angepasst werden. Die Einspeisung für wärmegeführte Kunden wäre dann im Sommer höher und im Winter niedriger als die reale Entnahme dieser Kunden. Die Mengen, die im Sommer über die physisch zu erwartende Abnahmemenge hinausgehen bzw. im Winter unterhalb dieser liegen, wären als Lastflusszusage im Verteilernetz abzufragen.

Lastflusszusagen absehen oder Lastflusszusagen mit kurzer Laufzeit beschaffen und kurzfristig abrufen.

Lastflusszusagen als abrufbare Netzleistung können als optionale Abrufbarkeit konzipiert werden, die ebenfalls an Ein- und Ausspeisepunkten, aber unabhängig von der gebuchten Kapazität abgefragt werden. Das ist besonders dort der Fall, wenn der Netzbetreiber eine als garantiert vermarktete Kapazität in das oder aus dem Marktgebiet abgesichert sehen möchte, das Marktgebiet vergrößern möchte und/oder die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung für Ein- und Ausspeisepunkte des Marktgebiets reduzieren möchte. In Abwägung der Wahrscheinlichkeit seines Lastflussmodells wird der Netzbetreiber entscheiden, ob die Kosten, die üblicherweise für die Vorhaltung solcher Produkte als Leistungspreis entstehen, die Reduktion der Unterbrechbarkeit oder die Erhöhung der als fest vermarktbar Kapazität rechtfertigen.

### **Positive versus negative Lastflusszusagen**

Lastflusszusagen können positiv und negativ konzipiert sein. Das heißt, ein Anbieter muss für die ausgeschriebene Leistung

- bei positiver Lastflusszusage an einem Einspeisepunkt über einen bestimmten Zeitraum verbindlich die Einspeisung erhöhen oder an einem Ausspeisepunkt verbindlich eine Ausspeisung reduzieren können.
- bei negativer Lastflusszusage an einem Einspeisepunkt konstant über den Zeitraum verbindlich eine Einspeisung reduzieren oder an einem Ausspeisepunkt verbindlich die Ausspeisung erhöhen können.

Die Unterscheidung in positive und negative Lastflusszusagen ist bei Lastflusszusagen als Kapazitätsprodukt weniger von Bedeutung, da hier der Netzbetreiber die Bereitstellung der Lastflusszusage im Zusammenhang mit einer gerichteten Kapazitätsbuchung abfragt.

## **5.11.2 Vergütung von Lastflusszusagen**

Als einfachste Option wäre die Lastflusszusage über ein reguliertes Kapazitätsentgelt in Verbindung mit der Buchung an Entry- und Exit-Punkten zu vergüten. Netznutzer kämen in Genuss eines Abschlags auf das übliche Entgelt, wenn sie sich verpflichten, über bestimmte vom Netzbetreiber erfragte Zeiträume eine bestimmte Nominierung einzuhalten. Eine weitere Möglichkeit wären Ausschreibungen vorher festgelegter Produkte an Entry- oder Exit-Punkten. Diese Produkte sind ähnlich langläufigen Flexibilitätsprodukten zur Bereitstellung von physischer Ausgleichsenergie und eignen sich für die Abfrage lokaler Regelenergie.

Gewöhnlich werden sie über einen Leistungspreis für die Flexibilität und einen Arbeitspreis für die variablen Kosten vergütet. Gleichmaßen gibt es auch die Möglichkeit der Beschaffung kurzfristiger (lokaler) Abfragen, die ebenfalls ähnlich wie physische Regelenergie abgefragt und bereitgestellt werden können.

### **5.11.3 Rechtliche Erwägungen**

#### **Maßnahmen zur Erhöhung der ausweisbaren Kapazität**

Die Beschaffung von Lastflusszusagen fällt unter die Maßnahmen zur Erhöhung der ausweisbaren Kapazität nach § 35. Dabei sind Lastflusszusagen erst dann zu erwägen, wenn die Netzbetreiber die ausreichende Verfügbarkeit frei zuordenbarer Kapazitäten geprüft haben. Diese Prüfung kann nur bei nachgewiesenen physikalischen Engpässen negativ ausfallen.<sup>50</sup> Die Prüfung sollte auf realistischen Temperatur-, Netz- oder Speicherzuständen basieren und bei Extremszenarien auch darlegen, mit welchen Wahrscheinlichkeiten der kolportierte Engpass zustande kommen kann. Eine quantifizierte Darstellung ist nämlich eine wichtige Bewertungsgrundlage für das zu wählende Verfahren einer Engpassbeseitigung und dessen Angemessenheit.

Die Regulierungsbehörde hat nach § 41 die Möglichkeit, nach Konsultation Festlegungen zur Kapazitätsbedarfsprognose gemäß § 34 zu treffen. Sie kann weiterhin Festlegungen zu Maßnahmen bezüglich der Erhöhung der ausweisbaren Kapazität treffen.

In Verbindung mit der Festlegungs- und Genehmigungsermächtigung nach § 41 hat die Regulierungsbehörde somit die Möglichkeit, die Angemessenheit der Lastflussszenarien, die zu Grunde liegenden Annahmen und letztlich die Billigkeit der als fest auszuweisenden Kapazitäten im umfassenden Kontext zu bewerten.

#### **Nachweis der verordneten Prüf- und Maßnahmenabfolge zur Ermittlung frei zuordenbarer Kapazitäten**

Die Regulierungsbehörde kann in diesem Prozess fordern, dass die Netzbetreiber vor der Beschaffung von Lastflusszusagen folgende Punkte prüfen:

---

<sup>50</sup> Aus unserer Sicht sollte diese Prüfung standardmäßig nachvollziehbar und in Regelungen zur „Ermittlung und Dokumentation des bestehenden Engpasses“ vorgegeben sein. Mit der unter § 34 Abs. 2 GWG verordneten Kooperationspflicht der Netzbetreiber wäre zudem zu unterstellen, dass die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber gemeinsam eine umfassende Lastflusssimulation durchgeführt haben.

- mögliche alternative Maßnahmen zur Optimierung der vorhandenen technischen Überspeisekapazitäten zwischen den Netzen (z.B. zeitliche und räumliche Verlagerung der Lastflüsse);,
- möglichen Netzausbau, welcher den Engpass günstiger beseitigen kann.

Mit einem negativen Bescheid dieser Prüfabfolge würde der Marktgebietsmanager nach § 35 die Anwendung geeigneter Maßnahmen koordinieren, die die Ermittlung eines entsprechend erhöhten Kapazitätsangebotes ermöglichen für den Fall, dass Kapazitäten dauerhaft nicht in einem Maß angeboten werden können, das der Nachfrage nach Kapazität und der Prognose nach § 34 Abs. 1 entspricht. Die Fernleitungsnetzbetreiber sind verpflichtet mit dem Marktgebietsmanager diesbezüglich zusammenzuarbeiten, die geeigneten Maßnahmen umzusetzen und diese der Regulierungsbehörde unverzüglich anzuzeigen.

Nach § 25 hat der Verteilergebietsmanager, sobald er kurzfristig die Notwendigkeit für Maßnahmen zur Beseitigung von saisonalen Kapazitätsengpässen erkennt, dem Marktgebietsmanager, den betroffenen Netzbetreibern, Bilanzgruppenverantwortlichen, Versorgern, Bilanzgruppenkoordinatoren, Speicherunternehmen bzw. Betreibern von Produktionsanlagen von der Notwendigkeit für Maßnahmen zur Beseitigung von saisonalen Kapazitätsengpässen zu berichten und gemeinsam mit diesen Unternehmen einen entsprechenden Maßnahmenplan zu erarbeiten. Ausgenommen von dieser Verpflichtung sind Maßnahmen, welche die Produktion oder die Speicherung betreffen und dem Mineralrohstoffgesetz unterliegen. Die betroffenen Unternehmen sind zur Mitwirkung nach Kräften verpflichtet. Der Verteilergebietsmanager hat den Maßnahmenplan unverzüglich der Regulierungsbehörde zur Kenntnis zu bringen. Aus § 25 ergibt sich, dass Lastflusszusagen aus der Produktion oder aus Speicheranteilen, die gemäß § 7 Abs. 1 Z. 57 für die Tätigkeiten gemäß Mineralrohstoffgesetz genutzt werden, nur auf freiwilliger Basis dargeboten werden können.

Gemäß § 41 Abs. 2 Z. 2 kann die Regulierungsbehörde Maßnahmen zur Erhöhung der ausweisbaren Kapazität gemäß § 35 festlegen. Die tatsächliche Erforderlichkeit und die Höhe der Lastflusszusagen müsste dabei anhand historischer Lastfluss- und Nominierungsdaten und Lastprognosen ermittelt werden.

Dazu kann nicht nur die Vorgabe, dass Lastflusszusagen eingesetzt werden, gehören, sondern auch Rahmenbedingungen, unter denen Lastflusszusagen eingesetzt werden, wie auch Vorgaben des Ausschreibungsverfahrens, um einen effizienten und wirksamen Ablauf sicherzustellen. Auch damit die Kosten der Lastflusszusagen minimiert werden, verlangen die Regulierungsbehörden eine marktorientierte, diskriminierungsfreie und transparente Beschaffung, die in der Regel auf Ausschreibungen basiert.

## 5.11.4 Empfehlung

### Beschaffung von Lastflusszusagen

Die Beschaffung und der Einsatz von Lastflusszusagen – eine aus unserer Sicht kapazitäts-erhöhende Maßnahme – sind durch die österreichische Gesetzgebung begründet und durch den Willen des Gesetzgebers abgedeckt.

Grundsätzlich empfehlen wir den Einsatz von Lastflusszusagen im Zusammenhang mit der Kapazitätsermittlung nach § 34 Im Zuge des Verfahrens nach § 35 muss allerdings die Notwendigkeit und Angemessenheit der Maßnahmen nachgewiesen sein.

Die von uns vorgeschlagenen Mechanismen sind auch als Vorkehrung zu sehen, insbesondere bei der lokalen Darbietung die durch einen engen Markt potenziell gegebenen Preisefekte zu vermeiden.

Lastflusszusagen sollen in einer Form angewandt werden, dass sie den Engpass seiner Natur nach beseitigen. Als Prinzip sollte die Standardlosgröße so klein und kurzläufig wie möglich und so groß und langläufig wie wirklich nötig gewählt werden.

Im Falle von langfristigen und wahrscheinlichen Engpässen sind feste, auf bestimmte Perioden angepasste Zusagen abzufragen, wohingegen im Falle von weniger wahrscheinlichen Engpässen die Abrufbarkeit fester Zusagen abgefragt wird. Im Falle eines lediglich als potenziell zu beschreibenden, kürzeren Engpasses wäre zum Beispiel mit einer kleineren Losgröße und einer Ausschreibung täglicher Lastflusszusagen bei Bedarf wesentlich mehr geeignet.

### Kostenorientierte Regulierung der Entgelte für Lastflusszusagen

Im ersten Schritt sollte die Regulierungsbehörde bei der Kostenermittlung eine Vergütung eines Teils des Kapazitätsentgelts bei der Zusage von Lastflüssen ermöglichen, wo diese Maßnahmen tatsächlich kapazitätserhöhende Wirkung hätten.

Dieser kostenorientierte Ansatz ist grundsätzlich zu empfehlen, wenn sich bei der Kapazitätsermittlung nach § 34 und 35 bereits ein positiver Bedarf zeigt.

Dementsprechend sollten sich die Entgelte nach dem niedrigeren Wert der kurzfristigen und langfristigen Zuwachskosten orientieren. Die kurzfristigen Zuwachskosten sind die Kosten der effizientesten Beseitigung des Engpasses, die sich aus Maßnahmen zur zeitlichen und räumlichen Verlagerung der Lastflüsse ergeben und keine Investitionen berücksichtigen. Die langfristigen Zuwachskosten sind die Kosten der effizientesten Beseitigung des Engpasses

---

mit Berücksichtigung zusätzlicher Investitionen des Netzausbaus. Diese kostenbasierten Preise sollten (wie Netzentgelte) immer ex-ante bestimmt werden.

Neben der kostenorientierten Festlegung können im zweiten Schritt die Entgelte für Lastflusszusagen auch über Ausschreibungsverfahren festgelegt werden. Verfahrensregulierte Ausschreibungen wären eine Alternative zur kostenbasierten Regulierung, wenn sich die Netzbetreiber eines Marktgebiets bereits auf ein Kapazitätsgerüst festgelegt haben.

Sollte eine Kombination in Erwägung gezogen werden, könnten verfahrensregulierte Ausschreibungen nach der Entgeltfestsetzung einen inkrementellen Bedarf abdecken, zum Beispiel zur Umwandlung beschränkt zuordenbarer Kapazitäten, während die Entgeltvergütung von Lastflusszusagen ex-ante festgelegt wird.

### **Gestaltung von Ausschreibungen und Anwendung von Verfahrensregulierung**

Die Ausschreibung sollte je nach Bedarf (Wahrscheinlichkeit und Dauer des Engpasses) in Erwägung gezogen werden.

Ausschreibungen sollten so ausgestaltet werden, dass die Lastflusszusagen von einer möglichst großen Zahl an Marktteilnehmern angeboten werden können, um dadurch eine kosteneffiziente Beschaffung der erforderlichen Lastflusszusagen zu erreichen. Es sollte eine verhältnismäßige Abwägung des Aufwandserfordernisses bei Anbietern und dem Nachfrager von Lastflusszusagen vorgenommen werden. Dabei sollte die Erwägung dominieren, dass sich mit der hohen Mindestkontraktgröße der Bieterkreis einschränken könnte.

Zu den wesentlichen, weiter unten ausgeführten Kriterien gehören angemessene Losgröße, ausreichende Ankündigungs- und Angebotsfrist, Zulassung von Bietergemeinschaften, etc.. Auch wird eine enge Verbindung der Beschaffung von Lastflusszusagen und Regelenergie angestrebt. Daneben kann ein Ausschreibungsverfahren aber auch als ein Nachweis für die diskriminierungsfreie und preiseffiziente Beschaffung von Lastflusszusagen erachtet werden.

Allerdings ist bei der Beschaffung von Lastflusszusagen immer zu beachten, dass der Anbietermarkt für die Beschaffung sehr eng ist, da Anbieter ihr Angebot immer gegen die Alternativnutzung im Beschaffungsportfolio abwägen müssen. Diese Entscheidung fällt bei kleineren und neuen Marktteilnehmern meist zu Gunsten des Portfolios. Insbesondere bei lokalen Lastflussabfragen innerhalb des Netzes ist es daher prüfenswert, ob der mit der Produktion oder dem Speicherbetreiber verbundenen Vertrieb als marktmächtig anzusehen ist. Auch die langfristige Buchung von Einspeisekapazitäten in das österreichische Netz dürfte eine hohe Konzentration haben. Daraus ergeben sich auch kartellrechtliche Überlegungen für die Überwachung des bei Ausschreibungen resultierenden Preises, denn je klei-

ner der Anbietermarkt – dies ist auch durch die Kontraktgröße gesteuert – um so höher ist ein Manipulationspotenzial der Beschaffung.<sup>51</sup>

Die Anerkennung der Kosten für Lastflusszusagen müsste allerdings eine Methodengenehmigung vorausgehen<sup>52</sup>, welche sicherstellt, dass die Beschaffung der Lastflusszusagen verfahrensreguliert ist und die beim Netzbetreiber anfallenden Kosten als nicht beeinflussbar zu bezeichnen sind.<sup>53</sup>

Unserer Einschätzung nach sollte eine verfahrensbasierte Regulierung<sup>54</sup> auf verbindlichen und allgemeingültigen vorab vorgeschriebenen Ausschreibungs- oder Beschaffungsbedingungen beruhen. Diese Bedingungen sollten über Standard-Rahmenverträge genehmigt sein. Zuvor sollte eine Konsultation stattfinden.

Die Höhe der Zahlungen für die Lastflusszusagen sollte veröffentlicht werden. Die Beschaffung und Einsatz von Lastflusszusagen sollten zwischen Bilanzgruppenkoordinator, Verteilergeliebtsmanager und Marktgebetsmanager koordiniert werden. Mittelfristig schlagen wir vor eine Integration der Ausschreibungen mit der Balancing-Plattform zu prüfen. Mit dem Ziel der Effizienzmaximierung sollten die Aufgaben der Beschaffung kurzfristiger und langfristiger Lastflusszusagen bei dem Marktgebetsmanager liegen.

---

<sup>51</sup> Um Lastflusszusagen verbindlich anbieten zu können, setzt dies bei potenziellen Anbietern die verbindliche Nominierungsfähigkeit voraus. Für Lastflusszusagen, die immer verbindlich und garantiert abgefragt werden können müssen, ist dies einem Händler, der Kapazitäten zum Zwecke der Ein- oder Ausspeisung von handelsseitigen Standardprodukten gebucht hat, im Umfang der gekauften Lieferleistungen möglich. Lastflusszusagen, in welchen der spontane Abruf der Lastflussprodukte erfragt wird – diese Leistung mithin kontinuierlich vorgehalten werden muss, ohne dass anderweitige Liefereinschränkungen entstehen, können hingegen nur Anbieter anbieten, denen die dafür notwendige Flexibilität im erforderlichen Umfang zugänglich ist. Mit einer großen Losgröße im 10er MW-Bereich kann davon ausgegangen werden, dass nur einige wenige, womöglich nur etablierte Marktteilnehmer die erfragte Losgröße erbringen können.

<sup>52</sup> Die Kostenentstehung unterliegt auch dem Kooperationsgrad der Netzbetreiber (abgestimmte Prognoseparameter, gemeinsames Lastflussmodell). Die Kosten der Lastflusszusagen sollten anerkannt werden, wenn sie auf einem hohen Kooperationsgrad beruhen.

<sup>53</sup> So die Regulierungspraxis im deutschen Gasnetz.

<sup>54</sup> Eine verfahrensbasierte Regulierung müsste wenigstens ermöglichen, dass die Erforderlichkeit, Geeignetheit und Angemessenheit der jeweiligen Maßnahme von außen nachvollziehbar ist.

## 5.12 Verwendung von Erlösen aus Auktionen

### 5.12.1 Optionen

Erlöse aus Auktionen müssen in der Regulierung berücksichtigt werden. Es bestehen drei unterschiedliche Optionen für die Verwendung der Erlöse.

- **Investitionen in Netzausbau**, wenn physischer Engpass vorliegt. Hier sei auf den jährlich zu erstellenden koordinierten Netzentwicklungsplan verwiesen. Dies betrifft langfristige Investitions- und Umsetzungsentscheidungen. Daher sollte der Netzbetreiber die Mehreinnahmen auch für kurzfristig wirkende Maßnahmen verwenden.
- Der **Rückkauf von Kapazitäten** kann eine effiziente Engpassbehebung darstellen, wenn der Netzbetreiber davon ausgeht, in Zukunft Engpässe im Netz zu haben. Seitens der Regulierung müsste gewährleistet sein, in einem bestimmten Rahmen zusätzliche Kosten, die mit einem Mehrangebot von Kapazitäten entstanden sind, gegen Einnahmen aufzurechnen, die oberhalb der zulässigen Erlöse liegen. Ein entsprechendes Beispiel wäre die in dem Entwurf für Anhang I Kapitel 2.2 zu Engpassmanagementregelungen vorgeschlagene Option zu „Überbuchung und Rückkauf“ von Kapazitäten. Auch der Rückkauf von Kapazitäten im Falle von Engpässen könnte über Auktionen stattfinden.
- Eine **Absenkung der Tarife** wäre eine kurzfristig durchzuführende Maßnahme, welche unter der Voraussetzung, dass Engpässe kurzfristiger und/oder kommerzieller Natur sind, ein angemessenes Mittel zum Ausgleich des Regulierungskontos ist.

### 5.12.2 Rechtliche Erwägungen

Die Rahmenleitlinien für Kapazitätsallokationsmechanismen bestimmen unter 3.1.3, dass Auktionsgewinne, die die Erlösgrenzen überschreiten, mit Genehmigung der Regulierungsbehörde für unterschiedliche Ziele Verwendung finden. Solche Ziele sind Tarifabsenkung, Engpassbeseitigung durch Investitionen sowie die Setzung von Anreizen für den Netzbetreiber, ein Maximum an Kapazität anzubieten.

Die Vorgaben des GWG sehen vor, dass die „Behandlung von Erlösen aus marktorientierten Kapazitätsvergabeverfahren ... bei der Erstellung der ... Ermittlung der Tarife des Fernleitungsnetzbetreibers ..., zu berücksichtigen“ sind. Die Methode hat den Anforderungen des Art. 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zu genügen (§ 82). Dabei ist sicher zu stellen,

---

dass für die Fernleitungsnetzbetreiber Anreize bestehen, die Effizienz zu steigern und notwendige Investitionen angemessen durchführen zu können.

### **5.12.3 Empfehlung**

Unter korrekter Durchführung der Auktionen zeigen Auktionsprämien mangelnde Netzkapazität an. Dies bedeutet einen physischen Engpass, dessen Behebung langfristig adressiert werden muss. Netzregulierung sollte Anreize zur effizientesten Engpassbehebung anbieten.

In Übereinstimmung mit den Rahmenleitlinien Kapazitätsmanagement schlagen wir vor, die Bildung von Rückstellungen zu erwägen, wenn sich physische Engpässen andeuten. Diesen wäre mit Netzausbau zu begegnen, wenn sie langfristiger Natur sind.

Bei kurzfristigen oder unwahrscheinlichen Engpässen wären kommerzielle Maßnahmen, wie zum Beispiel der Rückkauf von Kapazitäten oder auch die Beschaffung von Lastflusszusagen erforderlich.

Der Rückkauf von Kapazitäten sollte auch in Erwägung gezogen werden, wenn ein Ausbau zu teuer wäre. Langfristig sollte der Ausbau aber immer im Blick behalten werden, denn möglicherweise wäre eine einmalige Investition vorteilhafter als ein immer wiederkehrender Rückkauf von Kapazitäten.

Sollte es tatsächlich zu Netto-Erlösen kommen oder ist aufgrund der tatsächlichen Nutzung der Kapazitäten sichtbar, dass die Engpässe lediglich kommerzieller Natur sind, schlagen wir die Absenkung von Tarifen vor.

Da kommerzielle Engpässe mit UIOLI-Methoden adressiert werden sollten, schätzen wir, dass sich Engpässe nach kurzer Zeit als entweder kommerzielle oder physische herausstellen. Erst dann sollte über die Verwendung der eingenommenen Erlöse entschieden werden.

---

## 6. Modellierungsansatz und -ergebnisse

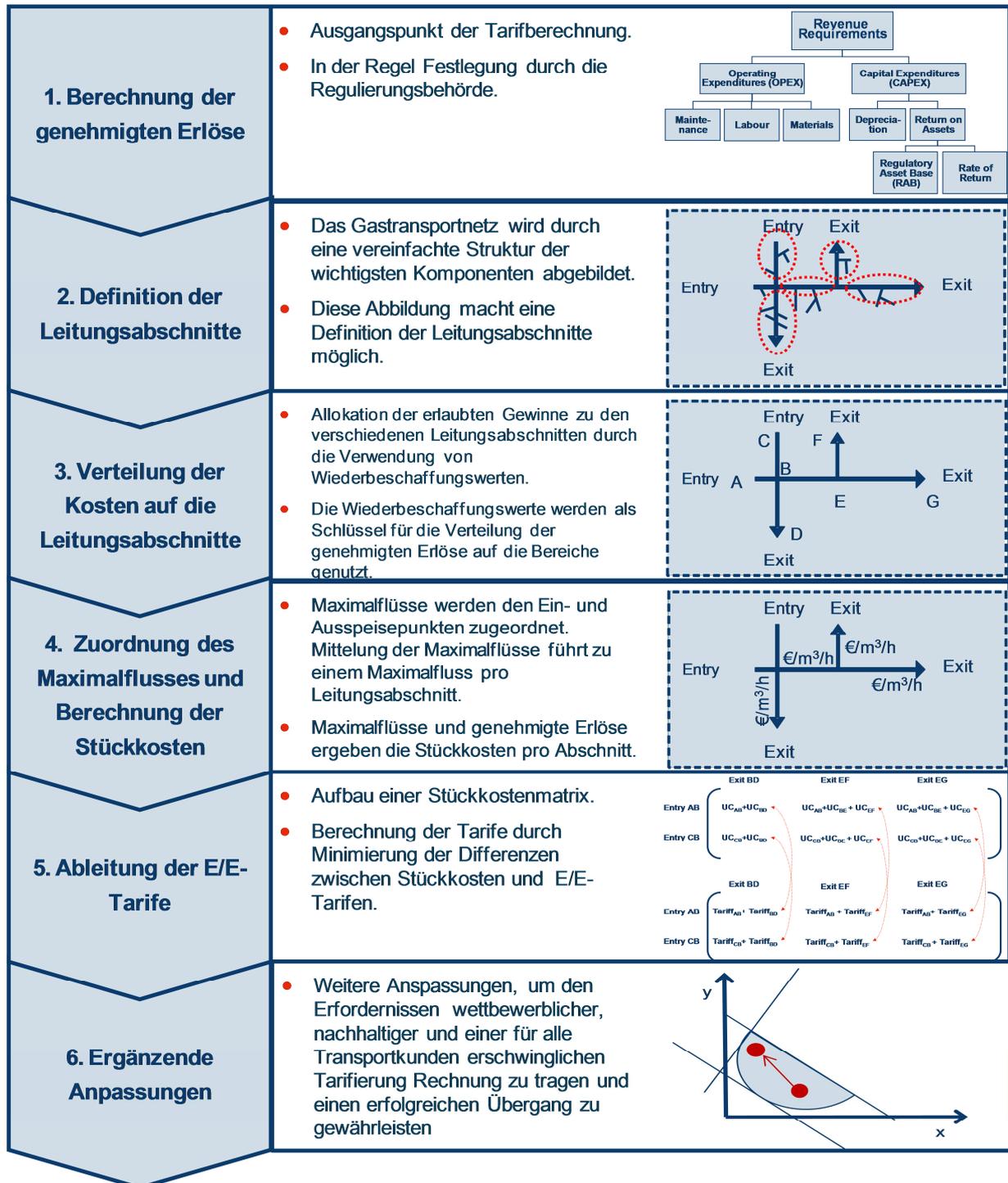
Die durch uns verwendete Methodik besteht aus sechs Schritten, die im Folgenden erläutert werden. Obwohl die Kalkulation der Netzentgelte keine zentrale Aufgabe der Studie ist, hilft die Darstellung der Berechnungsmethode, die Motivation für die Verwendung einheitlicher Tarifstrukturen besser zu verstehen.

**Festlegung der genehmigten Erlöse.** Die dem Netzbetreiber zu genehmigenden Erlöse werden durch die Höhe der Kapital- und Betriebskosten bestimmt. Diese Kosten sollen durch die Erhebung von Ein- und Ausspeiseentgelten gedeckt werden. Die Berechnung dieser Kosten ist nicht Bestandteil dieser Studie. Für eine Beispielrechnung wurden die tatsächlich realisierten Erlöse der Netzbetreiber aus 2010 verwendet, die von E-Control zur Verfügung gestellt wurden.

**Definition der Leitungssegmente.** Das österreichische Gasnetz wurde in eine Anzahl von Leitungssegmenten unterteilt, um eine kostenreflektierende Entgeltfestsetzung zu ermöglichen. Diese Unterteilung stellt keine Aufteilung in Marktgebiete dar, sondern dient lediglich der Kostenallokation. Die so entstandenen neun Leitungssegmente wurden so aufgeteilt, dass sie den tatsächlichen Gasflusspfad abbilden. So wurden z.B. Verdichterstationen oder Abzweigungen als logische Trennpunkte gewählt.

**Kostenallokation auf Leitungssegmente.** Im dritten Schritt werden die Erlöse auf die verschiedenen Pipelinesegmente des Transportnetzes und die berechnungsfähigen Mengen (d.h. die gebuchten Ein- und Ausspeisekapazitäten) allokiert. Die Zuordnung erfolgt aufgrund eines externen Aufteilungsschlüssels (Wiederbeschaffungskosten).

**Zuordnung des Maximalflusses und Berechnung der Stückkosten.** Der auf ein Leitungssegment allokierte Teil der erlaubten Erlöse wird anschließend durch die gesamte Transportmenge in einem Maximallastflussszenario geteilt. Im Ergebnis erhält man die spezifischen Stückkosten für jedes Leitungssegment, d.h. die Kosten für den Transport eines einzelnen Kubikmeters oder einer Megawattstunde Gas durch den jeweiligen Netzabschnitt.



**Abbildung 9: Vorgehen bei der Kalkulation der E/E-Entgelte**

**Berechnung der Ein- und Ausspeiseentgelte.** Es ist nicht möglich, die Stückkosten der Pipeline-Abschnitte direkt als Tarife zu verwenden. Gründe dafür sind: Im Entry-Exit-System haben einige individuelle Pipelines keinen festgelegten Tarif. Sie beliefern zum Beispiel keine Ein- oder Ausspeisepunkte, sondern fungieren als eine Art Rückgrat des Übertragungsnetzes. Die Stückkosten eines solchen Pipeline-Abschnitts können nicht durch Ein- oder

---

Ausspeisetarife abgedeckt werden, da keine Ein-oder Ausspeisung in diesem Segment stattfindet. Darüber hinaus könnte ein solches Pipelinesegment für den Transport von Gas zwischen zwei benachbarten Abschnitten verwendet werden. Aufgrund dessen sollten die Stückkosten dieses speziellen Pipeline-Systems, den beiden benachbarten Abschnitten zugerechnet werden.

Aus den genannten Gründen sind zusätzliche Schritte für die Tarifberechnung erforderlich. Um die Ein- und Ausspeiseentgelte zu berechnen wird zunächst eine Stückkostenmatrix erstellt. Die Stückkostenmatrix besteht aus einer Reihe pro Ausspeisepunkt und einer Spalte pro Einspeisepunkt. Die in der Matrix eingetragenen Werte ergeben sich jeweils aus der Summe der individuellen Stückkosten pro Leitungssegment und stellen damit jeweils die Summe für den möglichen Transportpfad von jedem möglichen Einspeisepunkt zu jedem möglichen Ausspeisepunkt dar.

Die zu berechnenden Ein- und Ausspeiseentgelte sollen nun den Werten aus der Stückkostenmatrix so genau wie möglich entsprechen, d.h. dass die Summe eines beliebigen Einspeiseentgeltes und eines beliebigen Ausspeiseentgeltes sollte möglichst gleich dem für diesen Transport in der Matrix enthaltenen Wert sein. Dieses Problem wird mathematisch durch die Minimierung der Summe der kleinsten Quadrate der Differenz zwischen den Werten der Stückkostenmatrix und der Summe der entsprechenden Ein- und Ausspeiseentgelte gelöst.

**Ergänzende Anpassungen.** Zusätzlich zu der Forderung nach Kostenorientierung können weitere Anforderungskriterien und Nebenbedingungen zu berücksichtigen sein. Diese können sich auf die Auswirkungen auf die Netznutzer und Gasverbraucher beziehen sowie auf die Anforderungen im Hinblick auf die Vertretbarkeit und Nachhaltigkeit der Netznutzungsentgelte.

---

## 7. Zusammenfassung

Zusammenfassend kommen wir damit zu den folgenden wesentlichen Empfehlungen für die grundsätzliche Ausgestaltung des Entry-Exit-Tarifsystems in Österreich.

### **Primärkapazitätsvergabe**

Angesichts der aktuellen Entwicklungen sollte der Vergabemechanismus auf der Verwendung von Auktionen basieren. Auch unter Effizienzgesichtspunkten ist die Auktion vorzuziehen, da es sich um eine marktbasierende Vergabemethode handelt. Als Auktionsmechanismus sollte eine explizite Preis-Volumen-Auktion verwendet werden, entsprechend der derzeit in der Diskussion befindlichen Vorgaben des ENTSO-G Netzkodizes für Kapazitätsallokation- und -management.

Eventuell aus dem Auktionsmechanismus resultierende Mehrerlöse sollte zweckgebunden für die Beseitigung von Netzengpässen verwendet werden.

### **Kostenverteilung/Tarifberechnung**

Die Berechnung der Netznutzungsentgelte erfolgt durch die Verteilung der genehmigten Kosten (zulässigen Erlöse) auf die Einspeise- und Ausspeisetarife. Um eine adäquate Signalwirkung zu erzielen, sollte die Berechnung der Tarife zudem integriert für alle drei Netzbetreiber im Marktgebiet Ost durchgeführt werden. Ausgangspunkt für die Berechnung wären dann die genehmigten Erlöse für alle drei Netze zusammen. Die Kostenverteilung wird in zwei Schritten vorgenommen. Zunächst werden die genehmigten Kosten dabei auf die einzelnen Netzteile (Leitungssegmente), und dann auf die verschiedenen Kapazitätsprodukte verteilt.

Die Berechnung der Tarife erfolgt auf Basis einer Optimierung nach der Methode der kleinsten Quadrate. Anforderungen und Randbedingungen für eine erfolgreiche Überleitung sowie im Hinblick auf die Vertretbarkeit und Nachhaltigkeit der Netznutzungsentgelte können bei der Optimierung berücksichtigt werden.

Die integrierte Tarifberechnung für das gesamte Marktgebiet führt zu dem Erfordernis eines Ausgleichsmechanismus zwischen den Netzbetreibern, um die Deckung der genehmigten Erlöse für jeden Netzbetreiber gleichermaßen zu gewährleisten; die Entgelterhebung sollte dabei zunächst individuell durch jeden Netzbetreiber für sich erfolgen.

### **Produkt- und Tarifstruktur**

Das anzubietende Kapazitätsproduktportfolio und die Tarifstruktur werden im Wesentlichen durch den EU-Rechtsrahmen, die aktuelle Diskussion um Netzkodizes und das Gaswirt-

---

schaftsgesetz vorweggenommen. Kapazitäten müssen auf fester und unterbrechbarer Basis kurz- und langfristig angeboten werden.

Für Kapazitäten mit unterjähriger Laufzeit sollte ein fester Anteil von mindestens 10% reserviert werden. Die Entgelte für unterjährige Produkte sollten laufzeitproportional zu Jahresprodukten festgelegt werden, auf die Anwendung eines Saisonalitätsfaktors sollte zunächst verzichtet werden.

Entgelte werden ausschließlich auf Basis der gebuchten Kapazitäten erhoben, Kosten für Verdichterenergie sind damit in den allgemeinen Netzentgelten enthalten.

Die Ein- und Ausspeisetarife an den Grenzübergangspunkten sollten individuell festgelegt werden, um Signale für eine ökonomisch effiziente Nutzung zu generieren. Für die Überspeisung in die nachgelagerten Verteilnetze und ebenso für die Rückspeisung in das Fernleitungsnetz empfehlen wir jedoch ein einheitliches Entgelt an allen Punkten. An Speicherpunkten und Einspeisepunkten für heimische Produktion sollte ein wettbewerblich neutrales Entgelt ausgewiesen werden.

### **Kapazitätserhöhende Maßnahmen**

Lastflusszusagen und Kapazitäten mit Einschränkung der freien Zuordenbarkeit können eingesetzt werden, falls durch ihren Einsatz die Gesamtmenge der ausweisbaren festen Kapazitäten erhöht werden kann. Es sollte jedoch darauf geachtet werden, dass derartige kapazitätserhöhende Maßnahmen nur im nötigen Umfang und nur in nicht-diskriminierender Weise verwendet werden. Der technische Nachweis der Kapazitätserhöhung sollte in jedem Fall durch den/die Netzbetreiber erbracht werden. Für beschränkt zuordenbare Kapazitäten sollte ein angemessener Abschlag auf das Entgelt des vergleichbaren frei zuordenbaren Produktes gewährt werden.

## Appendix 1: Länder Fact Sheets

### Fact Sheet Belgien

<b>Überblick Gassektor</b>
<p>Belgien liegt im Herzen Europas und spielt eine wichtige Rolle als Gasdrehzscheibe innerhalb des nordwesteuropäischen Marktes. Das Land besitzt keine eigenen Gasvorkommen und ist zur Deckung der Nachfrage vollständig auf den Import aus anderen Ländern angewiesen. Im belgischen Fernleitungsnetz, betrieben durch Fluxys, werden zwei verschiedenen Gasqualitäten in getrennten Leitungen transportiert: hochkalorisches (H-Gas) und niederkalorisches Gas (L-Gas). Das Netz besitzt 16 Grenzübergangspunkte, drei für L-Gas und 13 für H-Gas. Das L-Gas stammt aus den Niederlanden und wird zum Teil nach Frankreich weitergeleitet, H-Gas wird unter anderem aus Norwegen importiert. Das System verfügt mit mehreren Mischstationen über Konvertierungsmöglichkeiten bzw. Möglichkeiten zur Anpassung der Gasqualitäten.</p> <p>Das belgische System wird durch bedeutende Transitströme von Norden und Osten nach Süden und Westen bestimmt. Während die inländische Nachfrage ca. 17 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr beträgt, kann das Transitvolumen bis zu 80 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr erreichen.</p> <p>Der Zeebrugge Hub ist einer der größten europäischen physischen Spotmärkte für kurzfristige Handelsgeschäfte, mit einem Netto-Handelsvolumen von etwa 60 Mrd. m<sup>3</sup> in 2010. Der Hub befindet sich am gleichnamigen Ort, einem wichtigen Knotenpunkt im belgischen Fernleitungsnetz, mit einem LNG-Terminal an den Anlandestationen der Pipelines aus Norwegen und Großbritannien. Derzeit existiert kein virtueller Handelspunkt (wird aber zum 1.10.2012 eingerichtet).</p>
<b>Tarifstruktur und Tarifierungsmethodik</b>
<p>Das belgische Gasübertragungssystem gliedert sich in vier Regelzonen, drei davon sind für H-Gas und eine für L-Gas. Die Zonen sind Zeebrugge (Westen), Blaregnies (Süden), 's-Gravenvoeren (Osten) und L-Cal (Norden). Zusätzlich wird die Netzzone VTN ausgewiesen. Diese bezeichnet eine dedizierte Transitleitung vom Zeebrugge Hub in Richtung Deutschland.</p>



- (1) **Einspeisepunkte** sind in acht Einspeisezonen unterteilt, für die Kapazität gebucht werden kann. Mit der Kapazitätsbuchung müssen die Einspeisezone und der Ausspeisepunkt spezifiziert werden. Befinden sich diese nicht in derselben Regelzone, so wird – falls der Ausspeisepunkt im Inland liegt – die Zonenübergangskapazität automatisch und kostenfrei an den Transportkunden vergeben. Bei Ausspeisungen in Nachbarländer muss diese Kapazität explizit durch den Transportkunden gebucht (und bezahlt) werden.
  - (2) Bei **Ausspeisung** im Inland sind die Entgelte abhängig von dem belieferten Konsumententyp. Es wird unterschieden zwischen Verbrauchern, die direkt an das Übertragungsnetz, und solchen, die an das Verteilnetz angeschlossen sind. Weiter wird zwischen SLP und nicht-SLP Konsumenten, sowie nicht täglich gemessenem Verbrauch, Speichereinspeisung, Konsumenten mit der Option H- oder L-Gas zu nutzen, Konsumenten mit einem regelmäßigen Verbraucherprofil, der Ausspeisung am Zeebrugge-Hub und Verbrauchern mit einer separaten Zuleitung unterschieden. Bei Verbrauchern mit einer separaten Zuleitung wird das Entgelt in Abhängigkeit von der Länge der Zuleitung erhoben.
  - (3) Seit 2010 sind Transite in das Entry-Exit-Modell integriert. Trotzdem wird innerhalb des Systems zwischen Ausspeisungen im Inland und zu Nachbarländern unterschieden. Transportverträge enthalten eine vertragliche Verknüpfung zwischen der Einspeisezone und dem Ausspeisepunkt. Für Transite wird ein zusätzliches Entgelt für den Zonenübergang erhoben, falls Ein- und Ausspeisepunkt nicht in derselben Zone liegen. Diese Gebühr soll die Kosten für den grenzüberschreitenden Transport enthalten, die eigentlichen Ausspeisetarife an der Grenze sind sehr gering. Es gibt einen separaten Tarif für Ausspeisungen nach Luxemburg in dem die gesamten Transportkosten enthalten sind. Ab dem 1.10.2012 werden Transite vollständig in das Entry-Exit-Modell integriert und die Unterscheidung zwischen Ausspeisungen im Inland und grenzüberschreitenden Ausspeisungen entfällt.
- Die veröffentlichten Tarife basieren auf Jahreskapazitäten. Für Vertragsdauern unter einem Jahr berechnet sich der Preis grundsätzlich proportional zu der vertraglich vereinbarten Dauer. Bei Ausspeisekapazitäten im Inland werden die Entgelte für unterjährige Kapazitäten mit einem Saisonalitätsfaktor multipliziert.

#### Saisonalitätsfaktoren Inland

	Jan	Feb	März	April	Mai	Juni
>30 Tage	4.2	4.2	2.4	1.8	1.1	1.1
<30 Tage	5.0	5.0	2.9	2.2	1.3	1.3
	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
>30 Tage	1.1	1.1	1.2	1.2	2.4	3.6
<30 Tage	1.3	1.3	1.4	1.4	2.9	4.3

- Über die Plattform Capsquare ([www.capsquare.eu](http://www.capsquare.eu)) bietet Fluxys gebündelte grenzüberschreitende Kapazitäten vom Zeebrugge-Hub zum französischen PEG Nord und zum deutschen VTP NCG an.
- **Gegenstromkapazitäten** werden nicht angeboten.

- **Unterbrechbare Kapazität** wird mit einem Preisabschlag angeboten. Für Ein- und Ausspeisungen an der Grenze werden zwei verschiedene Level mit unterschiedlichen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten angeboten (Level 1: <5% und Level N: >5%). Unterbrechbare Kapazität wird nur angeboten, wenn höherwertige Produkte nicht mehr verfügbar sind.

#### Aktuelle Tarife (2012):

- Feste Entrykapazität: 6,94 €/(m<sup>3</sup>/h)/Jahr
- Feste Exitkapazität an Grenze: 2,31 €/(m<sup>3</sup>/h)/Jahr
- Feste Zonenübergangskapazität:
  - VTN\_West Entry / Exit 3,51 €/(m<sup>3</sup>/h)/Jahr
  - VTN\_East Entry / Exit 33,52 €/(m<sup>3</sup>/h)/Jahr
  - East\_South Entry / Exit 20,51 €/(m<sup>3</sup>/h)/Jahr
  - West\_South Entry / Exit 20,51 €/(m<sup>3</sup>/h)/Jahr
  - North\_South L Entry / Exit 18,14 €/(m<sup>3</sup>/h)/Jahr
  - GD Lux Entry / Exit VTN 15,59 €/(m<sup>3</sup>/h)/Jahr
- Arbeitspreis an Einspeise- und Ausspeisepunkten: 0,08% (siehe oben)
- Exit Inland (Hochdruck):
  - Feste SLP und nicht-SLP 16,20 €/(m<sup>3</sup>/h)/Jahr
  - Feste Exitkapazitäten in Speicher 6,80 €/(m<sup>3</sup>/h)/Jahr
- Exit Inland (Mitteldruck)
  - Feste SLP und nicht-SLP 8,98 €/(m<sup>3</sup>/h)/Jahr
- Die vollständige Tarifübersicht befindet sich unter:  
[http://www.fluxys.com/en/services/transmission\\_1/tariffs\\_1/~media/files/services/transmission/tariffs/overview\\_tariff\\_current\\_transmission\\_model\\_en%20pdf.ashx](http://www.fluxys.com/en/services/transmission_1/tariffs_1/~media/files/services/transmission/tariffs/overview_tariff_current_transmission_model_en%20pdf.ashx)

#### Weitere Services:

- Mit der ZEE-Plattform Kapazitätsservice können Transportkunden Gas flexibel zwischen den verschiedenen Einspeisepunkten im Bereich Zeebrugge, einschließlich des Hubs, übertragen. Der Tarif besteht aus einer monatlichen Mitgliedsgebühr, einer Nutzungsgebühr pro übertragener MWh und einem Arbeitspreis (prozentualer Anteil des tatsächlichen Transportvolumens).

## Fact Sheet Deutschland

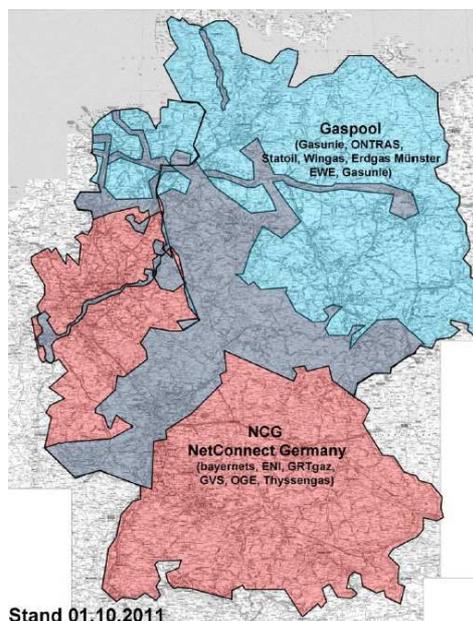
### Überblick Gassektor

Der deutsche Gasmarkt zählt EU-weit zu den größten. Das deutsche Fernleitungsnetz wird durch eine Vielzahl von Netzbetreibern betrieben. Die insgesamt 12 Fernleitungsnetzbetreiber sind in zwei Marktgebieten, Gaspool und NetConnect Deutschland, integriert. Die größten Fernleitungsnetzbetreiber sind Open Grid Europe, Thyssengas, Gasunie Deutschland, Ontras und Gascade. Der deutsche Markt ist durch eine hohe Importabhängigkeit mit einer inländischen Nachfrage von ca. 80-90 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr charakterisiert. Die heimischen Ressourcen decken ca. 10% des deutschen Gasbedarfs. Deutsche FNB transportieren zudem große Mengen von (hauptsächlich) russischem und norwegischem Gas in die Nachbarländer.

Jedes Marktgebiet verfügt über einen virtuellen Handelspunkt (VHP): Gaspool hat den VHP GPL und NetConnect Deutschland den VHP NCG. Bezogen wird das Gas hauptsächlich aus Norwegen, Russland sowie aus den Niederlanden (L-Gas); Exporte erfolgen nach Frankreich, Schweiz (bzw. über die Schweiz nach Italien), Niederlande (H-Gas) und Belgien. Daneben existieren außerdem Leitungsverbindungen mit Polen, der Tschechischen Republik, Dänemark und Österreich. Deutschland verfügt nicht über ein LNG-Terminal.

### Tarifstruktur und Tarifierungsmethodik

Mit Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2006/2007 wurde das Entry-Exit-Modell verbindlich vorgeschrieben, nachdem erste Netzbetreiber bereits vorher über ein Entry-Exit-Tarifsystem verfügt haben. Da das deutsche Gasnetz in eine größere Anzahl von Netzbetreibern fragmentiert ist, legen die Gesetze und Marktregeln die Zusammenarbeit der Netzbetreiber vor allem innerhalb eines Marktgebietes, aber auch zwischen verschiedenen Marktgebieten fest. Seit dem 1. Oktober 2011 hat sich die Anzahl der Marktgebiete auf zwei reduziert. Um Engpässe zu vermeiden werden Lastflusszusagen und Einschränkungen der freien Zuordenbarkeit von Ein- und Ausspeisekapazitäten verwendet.



### Gasmarktgebiete seit 1.10.2011, Quelle; BNetzA

Die Netznutzungsentgelte werden auf Basis der gebuchten Transportkapazitäten erhoben. Innerhalb der regulierten Erlösobergrenze steht es FNB frei ihre Ein- und Ausspeisetarife nach eigenem Ermessen auszugestalten (z.B. örtliche Differenzierung von Punkten). Primärkapazitäten werden über eine gemeinsame Plattform der Fernleitungsnetzbetreiber auktioniert (TRAC-X primary), primäre Kapazität an Knotenpunkten zwischen Marktgebieten wird über eine gemeinsame Plattform als gebündeltes Produkt für je eine Richtung versteigert. Die auf den zulässigen Erlösen basierenden Netzentgelte bilden den Auktionsreservepreis (ausgenommen sind Day-Ahead-Auktionen, die keinen Reservepreis haben). Mehreinnahmen über die regulierte Erlösobergrenze hinaus müssen in Kapazitätserweiterungen investiert werden (im Falle struktureller Engpässe). Alternativ können die zusätzlichen Einnahmen auch zur allgemeinen Senkung der Netzentgelte verwendet werden.

Unterbrechbare Kapazitäten und Kapazitäten an den Punkten verbunden mit Speichern, Endverbrauchern, LNG-Terminals, Produktion und Biogaseinspeisung werden nicht versteigert, sondern gemäß dem First-Come-First-Served-Prinzip vergeben.

Tarif	Fest	Unterbrechbar	Tarifgrundlage		Anm.
			Kapazität	Transportvolumen	
Transport	✓	✓	kWh/h	-	(1)
Gegenstrom		✓	kWh/h	-	(2)

- (1) Die Darstellung der Tarifstrukturen wurde durch eine Analyse der fünf großen FNB (Open Grid Europe, Ontras, Gascade, Gasunie Deutschland und Thyssengas) bestimmt.

Die Entgelte werden auf Basis der gebuchten Kapazitäten erhoben.

Eine arbeitsabhängige Entgeltkomponente wird nicht angewandt, auch die Kosten für die Verdichterenergie sind in den Kapazitätsentgelten enthalten (Die Deckung erfolgt aufgrund der Anerkennung von Ist-Werten in der Erlösobergrenzenregulierung).

Es gibt keine Prämie auf Entgelte für unterjährige Kapazitäten. Vertragslaufzeiten von weniger als einem Jahr werden auf Grundlage eines Tagespreises bepreist, der 1/365 (bzw. 1/366) des jährlichen Grundpreises beträgt. Durch die Primärkapazitätsauktion können sich jedoch abweichende Endpreise, d.h. Auktionsergebnisse einstellen.

Unterbrechbare Kapazitäten werden zu verschiedenen Konditionen von mehreren FNB angeboten. Die Preise betragen rund 60% des Normalpreises zuzüglich Erstattungen, die einige FNB im Falle von tatsächlichen Unterbrechungen tätigen.

Um Engpässe zu vermeiden und eine Integration von Marktgebieten zu ermöglichen, bieten viele Netzbetreiber beschränkt zuordenbare Kapazitäten an, bei denen eine vertragliche Bindung von Ein- und Ausspeisepunkten besteht. Normalerweise steht es den Transportkunden frei Kapazitäten außerhalb der vertraglichen Bindung zu buchen, jedoch gilt eine Transportnominierung in diesem Fall als unterbrechbar. Beschränkt zuordenbare Kapazitäten werden in einer Preisspanne von 50% bis 100% des Preises von frei zuordenbarer Kapazität angeboten.

- (2) Manche FNB bieten zusätzliche Produkte an, wie Gegenstrom- oder Kurzstreckentransportkapazitäten. Falls angeboten, beträgt der Tarif für Gegenstromkapazitäten 50-60% des Basispreises.

Gebündelte Produkte sind grundsätzlich an der Marktgebietsgrenze und einigen Landesgrenzen verfügbar, z.B. von OGE zusammen mit Fluxys an der belgisch-deutschen (NCG) Grenze, von Ontras und NET4GAS an der deutsch-niederländischen Grenze sowie von Gasunie Deutschland, GasTransport Services und Energienet.dk zwischen Dänemark, Niederlande und Deutschland (GPL).

#### **Derzeitige Tarife (2011/2012):**

- **Open Grid Europe** wendet ein örtlich differenziertes Tarifsystem mit separaten Preisen für jeden Einspeisepunkt und für drei Ausspeisezonen an:
  - Einspeisetarife für "normale" Punkte variieren von 1,29 bis 3,55 €/kWh/a.
  - Ausspeisetarife variieren von 1,72 bis 2,99 €/kWh/a.
  - Einspeisetarife für Speicher bewegen sich im Rahmen „normaler“ Tarife, während Ausspeisetarife zu Speichern nur die Hälfte betragen.
  - Unterbrechbare Kapazitäten werden zu 60% des Preises fester Kapazitäten angeboten zuzüglich einer Erstattung von bis zu 5% der monatlichen Kapazitätsgebühr im Falle ei-

ner tatsächlichen Unterbrechung.

- **Ontras** wendet ein Tarifsystem an, das einheitliche Einspeisepreise und nach drei Zonen unterteilte Ausspeisetarife enthält, Speicherpunkte werden separat behandelt.
  - Einspeisung: 1,95 €/kWh/a, Einspeisung aus Speichern: 1,46 €/kWh/a.
  - Ausspeisung: 1,47 – 2,35 €/kWh/a, Speicher: 1,11 – 1,76 €/kWh/a.
  - Ein Kurzstreckentarif wird für den Transport zwischen Steinitz und UGS Peckensen (ca. 12km) angewendet. Diese Kapazität wird als nicht frei zuordenbar betrachtet, Zugang zu dem virtuellen Handlungspunkt wird verweigert.
  - Unterbrechbare Kapazitäten sind für 98% des Preises für feste Kapazitäten erhältlich.
  - Gegenstromkapazitäten kosten 50% des Normalpreises.
- **Gasunie Deutschland** hat ein nahezu einheitliches Tarifsystem mit geringfügigen Preisunterschieden an Einspeise- und Ausspeisepunkten (die Preise sind einheitlich, wenn sie entsprechend der punktscharfen Referenzbrennwerte auf Nm<sup>3</sup> bezogen werden)
  - Einspeise- und Ausspeisetarife für normale Punkte bewegen sich um 2 €/kWh/a.
  - Unterbrechbare Kapazität wird zu 60% des Preises für feste Kapazität angeboten.
- **Gascade** hat ein einheitliches Tarifsystem mit unterschiedlichen Preisen für Einspeisung und Ausspeisung
  - Einspeisung: 2,39 €/kWh/a.
  - Ausspeisung: 2,17 €/kWh/a.
  - Ein Kurzstrecken-Tarif wird für die Südal-Pipeline genutzt.
  - Unterbrechbare Kapazität ist zu 60% des festen Kapazitätspreises verfügbar.
  - Gegenstrom-Kapazitäten kosten 50% des Preises fester Kapazität.
- **Thyssengas** verwendet ein einheitliches Tarifsystem mit separaten Tarifen für Ein- und Ausspeisung, Speicher sowie H-Gas- und L-Gas-Netzwerke
  - Einspeisung H-Gas: 2,19 €/kWh/a      L-Gas 1,93 €/kWh/a.
  - Einspeisung aus Speicher H-Gas: 2,19 €/kWh/a      L-Gas 1,77 €/kWh/a.
  - Ausspeisung H-Gas: 5,55 €/kWh/a      L-Gas 5,55 €/kWh/a.
  - Ausspeisung zu Speicher H-Gas: 2,29 €/kWh/a      L-Gas 1,97 €/kWh/a.
  - Die Entgelte für unterjährige Kapazitäten an Speicherpunkten variieren saisonal.
  - Unterbrechbare Kapazität ist für 60% des Preises fester Kapazität verfügbar.

## Fact Sheet Frankreich

### Überblick Gassektor

Seit dem 1. Januar 2009 ist das französische Übertragungsnetz in drei große Marktgebiete unterteilt. Die Nord- und Süd-Zone werden durch den Fernleitungsnetzbetreiber GRTgaz, ein Tochterunternehmen der französischen GDF Suez-Gruppe, betrieben. Der zweite Gasnetzbetreiber TIGF gehört zum Konzern Total S.A. und betreibt das Fernleitungsnetz im Südwesten des Landes.

Der französische Markt ist charakterisiert durch eine starke Binnennachfrage, eine hohes Importvolumen und wenige Exporte/Transite (nur ein Fünftel der importierten Menge wird exportiert). Zur Deckung des jährlichen Verbrauchs von rund 50 Mrd. m<sup>3</sup> ist Frankreich fast vollständig auf Importe aus Norwegen, den Niederlanden, Algerien und Russland angewiesen. Nur 2% des Verbrauchs können durch inländische Produktion bedient werden.



**Abbildung: Gasmarktgebiete, Quelle: GRTgaz**

Jedes der drei Marktgebiete besitzt einen virtuellen Handelspunkt (PEG, Point d'Echange de Gaz). Die wichtigsten Einspeisepunkte für das GRTgaz-Netz sind Dunkerque (Norwegen), Taisnières (Belgien), Obergailbach (Deutschland), Montoir (LNG-Terminal), Fos (LNG-Terminal) und Midi (TIGF); die beiden wichtigsten Entnahmepunkte sind Oltingue (Schweiz, Italien) und Midi (TIGF). Die von TIGF betriebene Marktzone hat drei Einspeise- und Entnahmepunkte: Biriadou (Spanien), Larrau (Spanien) und Midi (GRTgaz Süd).

### Tarifstruktur und Tarifierungsmethodik

Das französische Tarifsystem basiert auf dem Entry-Exit-Modell.

Die Netznutzungsentgelte enthalten ausschließlich Kapazitätsentgelte und keine Arbeitspreise. Transite werden ebenfalls durch die normalen Übertragungstarife abgedeckt. Die Preise werden von jedem Fernleitungsnetzbetreiber einzeln beim Ministerium für Wirtschaft beantragt, welches auf Empfehlung der Regulierungsbehörde CRE ggf. eine Genehmigung erteilt. Die Durchsetzung der Tarife sowie deren Überwachung obliegen der CRE.

Die Allokation der Kapazitäten erfolgt bei GRTgaz zunächst während einer Open Subscription Period

(OSP), die in der Regel 20 bis 30 Tage dauert und offen für alle Marktteilnehmer ist. Liegt ein Kapazitätsengpass vor, so wird die verfügbare Kapazität rätierlich auf die Transportkunden verteilt. Unverkaufte Tageskapazität wird über eine Auktion am Vortag zur Verfügung gestellt.

Im Gegensatz dazu verwendet TIGF ausschließlich das First-Come-First-Served-Prinzip (FCFS). Die Netznutzungsentgelte werden auf Basis der gebuchten Kapazitäten erhoben. Aufgrund erheblicher saisonaler Schwankungen des Gasverbrauchs in Südfrankreich erfolgt eine Allokation in den zwei Zonen GRTgaz Süd und TIGF vor allem auf saisonaler statt auf jährlicher Basis.

Für Gasspeicher und LNG-Terminals verlangt der Regulierer von beiden Netzbetreibern ein automatisches Kapazitätsvergabeverfahren, das die Nutzung der durch Transportkunden gebuchten der Regasifizierungs- bzw. Ausspeicherungskapazitäten sicherstellt.

Die folgende Darstellung der Tarife bezieht sich nur auf GRTgaz.

Tarif	Fest	Re-leasable	Unterbrechbar	Tarifgrundlage		Anm.
				Kapazität	Transportvolumen	
Transport	✓	✓	✓	MWh/Tag/Jahr	-	(1) (2)
Gegenstrom			✓	MWh/Tag/Jahr	-	(3)

(1) Seit dem 1. November 2010 bieten Zeebrugge-Hub und PEG Nord über eine gemeinsame elektronische Plattform ein Produkt für den grenzüberschreitenden Gastransport (Hub-to-Hub) an. Ein weiteres grenzüberschreitendes Bündelprodukt ist mit dem luxemburgischen Unternehmen CREOS geplant.

(2) Kosten für Verdichterenergie sind in den Kapazitätsentgelten enthalten.

(3) **Gegenstromkapazitäten** werden an den Punkten Taisnières H, Obergailbach, Oltingue und Larrau angeboten. Ihr Preis beträgt ein Fünftel des Preises für feste Kapazitäten.

Transportkunden, die mehr als 20% der gesamten festen Kapazität an einem Einspeisepunkt in Anspruch nehmen, müssen einen Teil (15-20%) ihrer über 20% der Gesamtkapazität hinausgehenden Kapazitäten bei Bedarf anderen Kunden zur Verfügung stellen. Diese Kapazität wird als "Releasable Capacity" bezeichnet und ihr Preis reduziert sich auf 90% des Normalpreises.

**Unterbrechbare Kapazität** wird in der Regel für die Hälfte des Normalpreises angeboten, an manchen Einspeisepunkten beträgt der Preis aber 75% oder 90%. Die Verfügbarkeitsprüfung und die Zuteilung der unterbrechbaren Kapazität werden punktspezifisch durchgeführt und hängen von dem temperaturbedingten Verbrauch, den Nominierungen aller Transportkunden und den geplanten Wartungen ab. Nicht nominierte Kapazitäten, die kurzfristig nach dem UIOLI-Prinzip ("Use-It-Or-Lose-It") frei werden, werden ebenfalls als unterbrechbare Kapazität zur Verfügung gestellt. Die Kosten für unterbrechbare Tageskapazität betragen 1/500 der festen jährlichen Kapazität oder 1/1500 der festen Kapazität für Sommer- und Wintersaison.

Mehrjährige, jährliche, saisonale, monatliche oder tägliche **Vertragslaufzeiten** sind möglich. Eine Ausnahme bildet der Netzkopplungspunkt Midi, wo lediglich saisonale Verträge abgeschlossen wer-

den. Kapazitäten, die für ein Jahr oder kürzer mit einer Kündigungsfrist von weniger als sieben Monaten angeboten werden, müssen mindestens 20% des gesamt angebotenen Kapazitätsportfolios darstellen. Mehrjährige Kapazitätsverträge sind auf eine maximale Dauer von vier Jahren für die Verbindung zwischen GRTgaz Nord und Süd beschränkt und dürfen nicht mehr als 80% der gesamten Kapazität ausmachen.

**Konvertierungskapazität** von H-Gas in L-Gas und umgekehrt ist für die nördlichen H- und L-Gasnetzbereiche in beide Richtungen verfügbar. L-Gas ist ausschließlich im nördlichsten Teil Frankreichs vorhanden.

**Bündelprodukte** werden über die Plattform Capsquare ([www.capsquare.eu](http://www.capsquare.eu)) zwischen Frankreich und Belgien (Fluxys) und Frankreich und Deutschland (GRTgaz Deutschland, NetConnect Germany) angeboten. Auch die Kapazität am Interkonnektor zwischen Nord- und Südzone wird als Bündelprodukt vergeben. Ein Teil der Interkonnektorkapazität ist darüber hinaus für einen Market-Coupling-Mechanismus reserviert.

### Derzeitige Tarife: (2001/2012)

#### Grundtarif (Jahresvertrag):

Kapazitätsentgelt	in €/Jahr pro MWh/Tag	Anmerkungen
Einspeiseentgelt	67,39 – 96,58 31,25 (Winter) – 43,75 (Sommer)	abhängig vom Einspeisepunkt Netzkopplungspunkt Midi
Ausspeiseentgelt	71,42	einheitlich für alle Exits
Für Ausspeisung an Grenzübergangs-/ Netz- kopplungspunkten	19,31 (in Taisnières, Obergailbach) – 336,96 (in Oltingue)	physikalische oder virtuelle Über- gabepunkte mit benachbarten Netzen
Für Ein- und Ausspei- sung in und aus Spei- chern	13,95 2,7	Einspeisung in das Netz Ausspeisung aus dem Netz

*Für mehrjährige Verträge wird kein Preisabschlag gewährt.*

#### Für unterjährige Verträge:

Tarif	In Anteilen des jährlichen Betrages	In Anteilen des monatlichen Betrages
Kapazitätsentgelt für Einspeisung	1/8 1/12 an LNG-Terminal	1/20 keine täglichen Kapazitäten für LNG-Einspeisung
Kapazitätsentgelt für Ausspeisung	variiert von 0,5/12 (August/Juli) bis 8/12 (Januar/Februar)	1/20

Derzeitig gültige Tarife können auf folgender Webseite eingesehen werden:

---

<http://www.grtgaz.com/en/home/transmission/tariffs/rates/#top>

## Fact Sheet Italien

### Überblick Gassektor

Das italienische Gasfernleitungsnetz wird von Snam Rete Gas betrieben. Die Tochter der ENI-Gruppe besitzt das nationale Transportnetz (ca. 9.000 km) fast vollständig. Mit einem Pipelinesystem von nur 200 km Länge sind die beiden anderen Transportnetzbetreiber Società Gasdotti und Edison Stocaggio, beide Tochterunternehmen der Edison Gruppe, vernachlässigbar klein.

Der auf Gas entfallende Anteil in Italiens Energiemix ist mit 40% einer der höchsten in der EU. Rund 10% des jährlichen Verbrauchs von ca. 80 Mrd. m<sup>3</sup> können im Inland produziert werden, der Großteil wird jedoch aus Algerien, Russland und den Niederlanden importiert. Italien hat nahezu keine Exporte vorzuweisen. Aufgrund der hohen Importabhängigkeit spielen Gasspeicher eine wichtige Rolle. Im Jahr 2010 waren zehn Speicheranlagen mit einem Arbeitsgasvolumen von ca. 9 Mrd. m<sup>3</sup> in Betrieb und weitere 20 Anlagen in Planung.

Das italienische System besteht aus nur einem Marktgebiet mit einem virtuellen Handelspunkt (PSV, Punto di Scambio). Es gibt keine zentrale Gasbörse und der PSV wird noch ausschließlich für außerbörsliche (OTC) Transaktionen genutzt. Die dort gehandelten Mengen umfassen nur bestimmte Gaspakete, die im Rahmen von festgelegten Kontingenten aus Nicht-EU-Ländern importiert wurden. Die Quoten werden von der Regulierungsbehörde AEEG in Abhängigkeit von der geografischen Herkunft und Vertragslänge festgelegt und betragen etwa 5-10%.

Das Fernleitungssystem umfasst 77 Einspeise- und 24 Ausspeisepunkte. Die wichtigsten Entrypunkte für Importe sind Tarvisio (Österreich) und Mazara (Tunesien), über die fast zwei Drittel der importierten Gasmengen transportiert werden.



Abbildung: Italienisches Entry-Exit-System, Quelle: Snam Rete Gas

## Tarifstruktur und Tarifierungsmethodik

In Italien wird ein Entry-Exit-Modell mit Kapazitätspreisen an den Ein- und Ausspeisepunkten und einem Arbeitspreis für das transportierte Volumen verwendet. Während die Kapazitätsentgelte entsprechend der gebuchten Leistung erhoben werden, wird für das Arbeitsentgelt das tatsächliche Transportvolumen zugrunde gelegt. Die Kapazitätsentgelte werden auf Basis der Kapitalkosten des Netzbetreibers gebildet, die Arbeitsentgelte auf Basis der Betriebs- und Instandhaltungskosten. Zusätzlich wird eine Gas-in-Kind-Komponente angewendet, die einen prozentualen Anteil des Gases zur Deckung des Eigenverbrauchs und von Netzverlusten fest schreibt. Die Gas-in-Kind-Komponente findet nur auf die Einspeisevolumina Anwendung.

Die Netznutzungsentgelte werden nach verschiedenen Kriterien unterschieden: Inlands- oder grenzüberschreitende Transporte, Zeit, Ort und Vertragsdauer. Sie werden durch den Netzbetreiber vorgeschlagen und müssen von der Regulierungsbehörde für jedes Jahr neu genehmigt werden.

Die Transportkapazitäten werden entsprechend des First-Come-First-Served-Prinzips vergeben; nach Angaben des Regulierer ist an allen Entry-Punkten freie Kapazität verfügbar.

Tarif	Feste Kapazität	Unterbrechbare Kapazität	Tarifgrundlage		Anm.
			Kapazität	Transportvolumen	
Transport	✓	✓	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup>	(1)
Gegenstrom	-	✓	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup>	(2)

(1) Es gibt keine gebündelten Produkte mit angrenzenden Netzbetreibern für grenzüberschreitende Transporte.

(2) **Gegenstromkapazitäten** gewähren das Recht, Gas administrativ gegen den physischen Fluss in das System einzuspeisen oder zu entnehmen. Die Kosten für Gegenstromkapazitäten entsprechen 14% der normalen Kosten.

**Unterbrechbare Kapazität** wird an Grenzübergangspunkten auf zwei Stufen mit unterschiedlichen Unterbrechungswahrscheinlichkeiten angeboten: Kapazitäten der zweiten Stufe werden dabei als erste unterbrochen. Erst wenn diese Möglichkeiten ausgeschöpft sind, erfolgt eine Unterbrechung von Kapazitäten der ersten Stufe. Für die erste Stufe ist ein Rabatt von 10%, für die zweite ein Rabatt von 20% der Entgelte für feste Einspeisekapazitäten vorgesehen. Der Kapazitätspreis für Ausspeisekapazitäten bleibt dabei gleich. Die Verträge für unterbrechbare Kapazität sind in Bezug auf den Buchungszeitraum, die Einspeisepunkte, jährliche oder saisonale Verträge, Unterbrechungsstufe, Dauer der Unterbrechung und Kündigungsfrist differenziert.

Gastransportverträge können über jährliche, halbjährliche, vierteljährliche oder monatliche **Vertragsdauern** abgeschlossen werden. Bei unterjährigen Verträgen wird die Jahresgebühr auf 12 Monate aufgeteilt und mit einem Saisonalitätsfaktor multipliziert (siehe Tabelle unten).

Erfolgt der Gastransport über das Fernleitungs- und das Verteilnetz, so werden zusätzlich Kapazitätsentgelte erhoben. Wird für den Transport ausschließlich das Fernleitungsnetz benutzt, so wird der Arbeitspreis um 40% reduziert.

**Derzeitige Tarife (2012):**
Grundtarif (Jahresvertrag):

Kapazitätspreis	in €/Jahr pro m <sup>3</sup> /Tag	Anmerkungen
für Einspeisung	0,451774 – 2,989504 0066435 – 2,543381	an Grenzpunkten für Importe an lokalen Einspeisepunkten
für Entnahme	0,360866 – 2,729586 0,634498 – 1,251817	an Grenzpunkten für Exporte an lokalen Entnahmepunkten
für Einspeisung und Entnahme an Speichern	0,173288 0,389855	für Einspeisung ins Netz für Entnahme aus dem Netz

Arbeitspreis	in €/m <sup>3</sup>	Anmerkungen
für eine eingespeiste Einheit	0,003167	gilt nicht für Einspeisung aus Speichern

Gas-in-Kind	%	Anmerkungen
Prozent des Einspeise- volumens	0,016874 – 0,759304	gilt nicht für Einspeisung aus Speichern

Für Verträge unter einem Jahr:

Vertragsdauer	Multiplikationsfaktor für das entsprechende Monats- entgelt
halbjährlich	1.1
vierteljährlich	1.2
monatlich	1.4

Derzeitige Tarife können unter folgender Webseite eingesehen werden:

[http://www.snamregas.it/export/sites/snamregas/repository/file/ENG/Thermal\\_Year\\_20112012/Transportation\\_tariffs/Gas\\_Transmission\\_Tariffs\\_and\\_Metering\\_service\\_2012.pdf](http://www.snamregas.it/export/sites/snamregas/repository/file/ENG/Thermal_Year_20112012/Transportation_tariffs/Gas_Transmission_Tariffs_and_Metering_service_2012.pdf)

Zur Festlegung der konkreten Entry/Exit-Tarife werden vom Netzbetreiber die Kosten des Transports einer Einheit Gas von jedem Einspeisepunkt zu jedem Ausspeisepunkt ermittelt. Die Kosten hängen ab vom Gasdurchfluss zu Spitzenlastzeiten und der Transportkapazität proportional zur Entfernung. Daraus wird eine Stückkostenmatrix gebildet, die die Transportkosten für jede mögliche Verbindung enthält, basierend auf der Durchschnittskostenmethodik. Unter Zuhilfenahme der Methode der kleinsten Quadrate werden daraus konkrete Tarife gebildet, die die tatsächlichen Kosten so exakt wie möglich abbilden.

## Fact Sheet Slowakische Republik

### Überblick Gassektor

Der slowakische Fernleitungsnetzbetreiber Eustream ist verantwortlich für den Betrieb des slowakischen Gastransportnetzes. Das Unternehmen gehört zu 51% dem Staat und zu 49% einem Joint Venture von GDF Suez und E.ON Ruhrgas.

Das slowakische Transportsystem dient sowohl der Abdeckung der Inlandsnachfrage als auch dem Gastransit von Ost nach West. Ähnlich wie in anderen Ländern auf der Versorgungsrouten für Westeuropa mit russischem Gas übersteigt das Transitvolumen bei weitem die Inlandsnachfrage (mit einem Faktor von ca. eins zu zehn). Der slowakische Gasmarkt ist geprägt durch eine hohe Importabhängigkeit, mit einem jährlichen Verbrauch von ca. 5 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr und fast keiner einheimischen Gasproduktion.

Der slowakische Gasmarkt besteht aus nur einem Marktgebiet und hat keinen virtuellen Handelspunkt. Der wichtigste Einspeisepunkt ist Velke Kapusany an der ukrainischen Grenze, die wichtigsten Ausspeisepunkte sind Lanzhot an der tschechischen und Baumgarten an der österreichischen Grenze.



Abbildung: Slowakisches Fernleitungsnetz

### Tarifstruktur und Tarifierungsmethodik

Eustream verwendet ein entkoppeltes Entry-Exit-Tarifsystem mit örtlich differenzierten Tarifen für einzelne Ein- und Ausspeisepunkte. Import, Export und Transit von Gas sind in das Tarifsystem integriert. Die Tarife werden auf jährlicher Basis durch die Regulierungsbehörde festgelegt.

Das Tarifsystem unterscheidet vier verschiedene Arten von Transportkunden. Neben einem Kapazitätsentgelt wird eine Gas-in-Kind-Komponente zur Deckung von Eigenverbräuchen (d.h. vor allem Verdichterenergie) zur Anwendung gebracht.

Tarif	Fest	Unterbrechbar	Tarifgrundlage		Anm.
			Kapazität	Transportvolumen	
Transport	✓	✓	m <sup>3</sup> /d/a	Gas-in-Kind	(1)

(1) Das Netznutzungsentgelt besteht zunächst nur aus einem Kapazitätsentgelt. Daneben müssen Netznutzer einen Teil der transportierten Gasmenge für betriebliche Zwecke zur Verfügung stellen (Gas-in-Kind). Die Gas-in-Kind-Komponente wird durch Multiplikation der allokierten Gas-mengen an Ein- und Ausspeisepunkten mit den jeweils gültigen Faktoren (siehe Tabelle unten) berechnet.

Gegenstromkapazitäten sind nicht verfügbar, es werden jedoch an allen Punkten feste Ein- und Ausspeisekapazitäten angeboten. Abgesehen von der Einspeisung in Lanzhot scheint das Interesse an Kapazitäten für Flüsse gegen die vorherrschende Transportrichtung von Ost nach West begrenzt zu sein. Es werden keine gebündelten Kapazitäten zusammen mit den benachbarten FNB angeboten.

**Unterbrechbare Kapazität** wird vergünstigt zur Verfügung gestellt. Die Höhe des Rabatts ist abhängig von der ausgehandelten Anzahl der Tage, an denen eine Unterbrechung möglich ist. Der Tarif für unterbrechbare Kapazität gibt die Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung wieder: Der Tarif pro Tag für unterbrechbare Kapazität beträgt 1/365 des festen Tarifs multipliziert mit dem Verhältnis zwischen tatsächlich angebotener und vertraglich vereinbarter unterbrechbarer Kapazität. Letztere Rate muss mindestens 0,04 betragen. Derzeit sind keine unterbrechbaren Kapazitäten kontrahiert.

Für unterjährige Kapazitäten (monatlich oder täglich) wird ein **Saisonalitätsfaktor** angewandt. Dieser ist abhängig von der vereinbarten Vertragslaufzeit. Die Berechnung des Laufzeitfaktors ist unten dargestellt.

**Derzeitige Tarife (2012):**

Gebuchte Kapazität	Einspeisung (Jahresgebühr, €/m³/d)			Inländischer Punkt	Kapazitätsfaktor
	Lanzhot	Baumgarten	Velke Kopusany		
Bis 1,75 mcm/d	0,3007	0,5420	1,6440	0,1552	0
1,75-40 mcm/d	0,3054	0,5505	1,6697	0,1576	0,0088 ???
40-132 mcm/d	0,2151	0,3877	1,1761	0,1110	0,0020
Über 132 mcm/d	0,1583	0,2853	0,8656	0,0817	0

Gebuchte Kapazität	Ausspeisung (Jahresgebühr, €/m³/d)			Inländischer Punkt	Kapazitätsfaktor
	Lanzhot	Baumgarten	Velke Kopusany		
Bis 1,75 mcm/d	1,6349	1,8594	2,2842	0,8384	0
1,75-40 mcm/d	1,6605	1,8885	2,3199	0,8515	0,0088
40-132 mcm/d	1,1696	1,3301	1,6340	0,5998	0,0020
Über 132 mcm/d	0,8608	0,9790	1,2026	0,4415	0

- Für beide Tarife – Einspeisung und Ausspeisung – wird die folgende Formel zur Tarifberechnung genutzt:

$$\text{Tarif } \text{€}/(\text{m}^3/\text{d})/a = [\text{Grundjahresgebühr}] * (1 - [\text{Kapazitätsfaktor}]/1.000.000 * [\text{Gebuchte Tageskapazität}]) * [\text{Laufzeitfaktor}]$$

- Der Laufzeitfaktor wird wie folgt berechnet:

Jährliche Verträge: Laufzeitfaktor =  $1,006 - 0,006 * [Anzahl\ der\ Jahre]$

Monatliche Verträge: Laufzeitfaktor =  $0,16 + 0,12 * [Anzahl\ der\ Monate]$

Tägliche Verträge: Laufzeitfaktor =  $0,001 + 0,01 * [Anzahl\ der\ Tage]$

- Arbeitspreis

	Prozent des transportierten Gases, das als Gas-in-Kind gezahlt wird			
	Lanzhot	Baumgarten	Velke Kapusany	Domestic Point
Einspeisetarif	0,10	0,14	0,60	0,00
Ausspeisetarif	1,10	1,10	0,06	0,00

Für Transporte entlang der physikalischen Flussrichtung aus der Ukraine zur westlichen Grenze müssen damit 1,7% des Transportvolumens als Gas-in-Kind zur Verfügung gestellt werden.

- Eine vollständige Übersicht der derzeitigen Tarife findet sich unter der folgenden Webseite: [http://www.eustream.sk/files/docs/eng/tariffs\\_2012.pdf](http://www.eustream.sk/files/docs/eng/tariffs_2012.pdf)



wird ein Arbeitsentgelt basierend auf dem Transportvolumen erhoben.

Transportkapazität (verbindlich und unterbrechbar) kann auf täglicher, monatlicher, jährlicher und mehrjähriger Basis gebucht werden. Langfristige Verträge von mehr als 10 Jahren sind auf 65% der verfügbaren Kapazitäten begrenzt. Ausspeisekapazität zu den sechs inländischen Zonen wird durch die Verteilnetzbetreiber direkt gebucht, die Kosten werden in deren Tarife überwältzt.

**Transittarife aus Altverträgen** sind Punkt-zu-Punkt-Tarife. Da diese nicht mehr neu abgeschlossen werden können, werden sie im Folgenden nicht näher diskutiert.

Die Netznutzungsentgelte werden auf einer jährlichen Basis reguliert. Für kurzfristige Verträge wird ein Aufpreis erhoben.

**Gebündelte Produkte** werden zusammen mit ONTRAS an der tschechisch-deutschen Grenze angeboten.

Tarif	Fest	Unterbrechbar	Tarifgrundlage		Anm.
			Kapazität	Transportvolumen	
Transport	✓	✓	MWh/Tag	Gas-in-Cash / MWh	(1)/(2)

(1) Der Kapazitätspreis wird auf Basis der gebuchten Kapazitäten an Grenzübergangspunkten und Speichern erhoben. Für die inländische Ausspeisung werden die Transportkosten pauschal an die Verteilnetzbetreiber durchgewältzt.

(2) Ein Arbeitspreis wird für Ausspeisung an der westlichen Grenze ( $0,0077 \cdot \text{Day-Ahead Gaspreis}$ ) und für Ausspeisung in inländische Zonen (6,84 CZK / MWh) erhoben. Kosten für Verdichterenergie sind im Arbeitsentgelt enthalten.

**Unterbrechbaren Kapazitäten** werden zu reduzierten Preisen angeboten. Der gewährte Rabatt ist abhängig von der (im Voraus) ausgehandelten Anzahl der Tage, an denen Lieferunterbrechungen möglich sind. Der Rabatffaktor bewegt sich zwischen 0,25 und 1. Bei über das vereinbarte Maß hinausgehenden Unterbrechungen muss der FNB eine Entschädigung zahlen, die höher ist als der ursprüngliche Preisnachlass.

Für direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene Verbraucher gelten separate Ausspeise- und Arbeitstarife.

Tarife werden jährlich explizit durch den Regulierer festgelegt und basieren auf der zugelassenen Rendite.

Für neue Investitionen ist es möglich, bis zu 90% der neuen Entry-Exit-Kapazitäten in langfristigen Verträgen von mehr als 10 Jahren zu reservieren.

**Derzeitige Tarife (2011/2012):**

Grundtarif (Jahresvertrag):

Einspeise-Kapazität: 727.12 CZK/MWh/d

Ausspeise-Kapazität: 3.920,21 – 4.909,20 CZK/MWh/d (abhängig vom Ausspeisepunkt)

Für Verträge mit einer Laufzeit von über einem Jahr, nimmt der Tarif linear zu.

Für kürzere Laufzeiten:

Für monatliche Verträge wird ein Faktor von  $0,157 * [\text{Anzahl der Monate}]^{0,81}$  angewandt.

Für tägliche Verträge wird ein Faktor von  $0,01 * [\text{Anzahl der Tage}]^{0,85}$  angewandt.

Für tägliche Kapazitäten, die einen Tag davor gebucht wurden (nur ein Tag) beträgt der Faktor 0,01.

Derzeitige Tarife können auf folgender Webseite eingesehen werden: [http://www.eru.cz/dias-browse\\_articles.php?parentId=169](http://www.eru.cz/dias-browse_articles.php?parentId=169)

---

## Appendix 2: Modellierung möglicher E/E-Tarifvarianten

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse exemplarischer und rein illustrativ zu verstehender Tarifberechnungen für die österreichischen Gasfernleitungsnetze dargestellt. Die Berechnung erfolgte für ein integriertes Fernleitungsnetz, in dem die einzelnen Fernleitungssysteme der TAG, BOG und GCA gemeinsam betrachtet wurden. Das Ergebnis der Berechnung ist demzufolge ein integriertes Tarifsysteem für das gesamte Marktgebiet.

Grundlage für die Modellierung war ein detaillierter Datensatz zu regulatorischen Netz-Assets und Transportvolumina für das Jahr 2010, die von E-Control und den einzelnen Netzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden. Im Folgenden werden detailliert die einzelnen Schritte der Tarifmodellierung erklärt. Die berechneten Tarife sind rein indikativer und veranschaulichender Natur und dienen in erster Linie dem Vergleich verschiedener Modellierungsvarianten.

### Allgemeine Vorgehensweise

In einem Entry-Exit-System hat jeder Ein- oder Ausspeisepunkt einen Netznutzungstarif. Transportkunden können Kapazitäten buchen solange diese verfügbar sind. Daher muss sichergestellt werden, dass für jeden Ein- oder Ausspeisepunkt ein angemessener Tarif berechnet wird, der in erster Linie die Kosten der bereitgestellten Kapazitäten reflektiert. Dieses Konzept der Kostenreflektion (Kostenallokationsmodell) bildet die Basis für die Berechnung der Tarife. Ausgangspunkt sind dabei die Kosten, die dem Netzbetreiber entstehen, um einen sicheren und zuverlässigen Transport entsprechend der gebuchten Kapazitäten von einem Einspeise- bis zu einem Ausspeisepunkt zu gewährleisten.

Bei der Modellierung der Ein- und Ausspeisetarife werden mehrere Prozessschritte durchlaufen.

Die zu berechnenden Ein- und Ausspeisetarife müssen ausreichende Erlöse ermöglichen, um die durch die Regulierung gewährte Erlösobergrenze zu decken. Daher beginnt die Modellierung zunächst mit der Definition der zulässigen Umsätze der Fernleitungsnetzbetreiber.

Im nächsten Schritt wird eine vereinfachte physikalische Anordnung (Topologie) der Gasfernleitungsnetze erstellt. Dies ermöglicht eine Definition der einzelnen Leitungsabschnitte.

Im dritten Prozessschritt werden die zulässigen Erlöse den entsprechenden Netzkopplungspunkten bzw. Leitungsabschnitten zugeordnet. Dabei wird der Erlös den verschiedenen Segmenten des Netzes durch Zuhilfenahme der Wiederbeschaffungswerte der Netzanlagen als Verteilungsschlüssel zugeordnet.

Daraufhin werden die Stückkosten (für eine einzelne Einheit Transportkapazität) jedes Leitungsabschnittes berechnet, indem die zulässigen Erlöse der Abschnitte mit den maximalen

Flüssen (repräsentiert durch die gebuchten Kapazitäten) kombiniert werden. Dieser Schritt resultiert in einer Stückkosten-Matrix, in der die Stückkosten für jede einzelne Ein- und Ausspeisekombination definiert sind.

Im fünften Schritt wird die genannte Stückkosten-Matrix für alle Ein- und Ausspeisekombinationen aufgestellt. Anhand dieser Matrix werden die tatsächlichen Tarife berechnet, indem die Differenzen zwischen den Stückkosten und den Tarifen minimiert werden (Optimierungsproblem).

Im Nachgang könnte es notwendig sein, die berechneten Tarife in einem sechsten (optionalen) Schritt anzupassen, um andere Ziele der Preisgestaltung, wie die erfolgreiche Überleitung auf das neue Tarifsysteem, Akzeptanz und Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten. Diese Anpassung wird durch den rekursiven Einbezug zusätzlicher Nebenbedingungen in das Optimierungsproblem aus Schritt 5 durchgeführt.

## **Ergebnisse**

Nachstehend werden die einzelnen Schritte der Tarifmodellierung detailliert beschrieben und es werden indikative Ergebnisse vorgestellt. Als Basis werden Daten aus dem Jahr 2010 verwendet. Das Datenmodell basiert auf historischen, physikalischen und kostenbasierten Daten, die durch Fernleitungsnetzbetreiber und E-Control bereitgestellt wurden. Es ist hierbei beabsichtigt die Berechnungsmethode zu illustrieren und nicht tatsächliche Tarife vorzuschlagen oder festzulegen.

### **Schritt 1: Festlegung der zulässigen Erlöse**

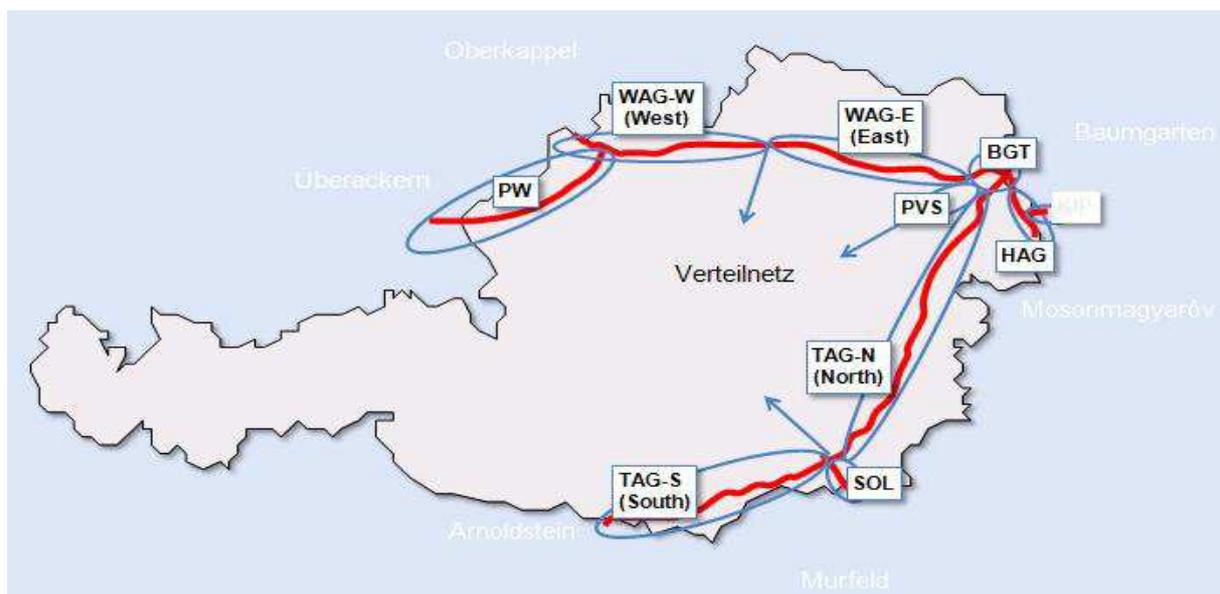
Die betreffenden Daten wurden von E-Control bereitgestellt.

### **Schritt 2: Definition von Netzzonen**

Das österreichische Gasfernleitungsnetz wurde in Netzsegmente zerlegt, um die Kostenallokation gemäß des Verursachungsprinzips bei der Ableitung der Tarife zu gewährleisten. Diese Segmentierung wird in der untenstehenden Abbildung dargestellt. Es sollte beachtet werden, dass diese Segmente keine Marktgebiete darstellen, sondern eine Aufteilung des Netzes, um die Allokation der Kosten zu Ein- und Ausspeisepunkten vorzunehmen. Für die Modellierung wurden die folgenden neun Segmente gewählt:

- Inlandsausspeisung
- PVS
- HAG

- TAG-North
- TAG-South
- SOL
- WAG-East
- WAG-West
- PW



**Abbildung 1: Segmentierung des Fernleitungsnetzes für die Tarifmodellierung**

Quelle: E-Control (Landkarte Österreichs mit den Pipelines) und KEMA (Indikation der Zonen)

Die Abschnitte wurden so gewählt, dass sie die tatsächlichen Gasströme im Netz repräsentieren. Die Lage von beispielsweise Verdichterstationen oder Leitungsverzweigungen wurden als logische Schnittmarken für die verschiedenen Netzabschnitte verwendet.

Das WAG-System wird aus zwei Richtungen aufgespeist, im Westen über den Einspeisepunkt Oberkappel und im Osten über den Einspeisepunkt Baumgarten. Das führt dazu, dass es einen Punkt gibt, an dem Ost- und Westfluss sich treffen (Zero-Flow-Point). Daher wurde das WAG-System in zwei Abschnitte, WAG-West und WAG-East, aufgeteilt.

Die Lage dieses Zero-Flow-Points und damit die Trennung dieser beiden Abschnitte Ost und West, ändert sich im Laufe der Zeit entsprechend der tatsächlichen Ein- und Ausspeisesituation im WAG-System. In den Berechnungen wird ein stetiger maximaler Durchfluss als Basis für die Berechnung der Stückkosten pro Segment (siehe Schritt 3) angenommen. Als Trennungspunkt wurde Groß Göttfritz festgelegt.

Die inländische Ausspeisezone integriert alle inländischen Exits (Inlandsausspeisung über PVS, WAG und TAG).

Es wurden keine Kapazitäten für die KIP-Pipeline gebucht. Da die Modellierung der Tarife jedoch auf gebuchten Kapazitäten basiert, wird der Ausspeisepunkt Petrzalka somit nicht berücksichtigt.

### **Schritte 3: Verteilung der zugehörigen Kosten auf die Pipeline-segmente**

Der dritte Schritt ist die Verteilung der zulässigen Erlöse der Fernleitungsnetzbetreiber auf die jeweiligen Pipeline-Abschnitte. Es existieren hierbei zwei Ansätze.

1. Der erste Ansatz basiert auf der direkten Zuordnung der zulässigen Erlöse auf die Pipeline-segmente. Dieser Ansatz erfordert spezifische Informationen über die jeweiligen Netzanlagen, die nicht immer in dem notwendigen Detaillierungsgrad zur Verfügung stehen. Im Weiteren kann es bei diesem Vorgehen aufgrund des unterschiedlichen Anlagenalters zu unterschiedlichen Netzentgelten im Netz kommen, wobei Endverbraucher jedoch keinen Einfluss auf das Anlagenalter des Netzsegmentes haben mit dem sie verbunden sind. Des Weiteren besitzt Transportkapazität einen Marktwert an sich, der in keinem Zusammenhang zu dem Alter der Anlagen steht.
2. Bei dem zweiten Ansatz wird der zulässige Umsatz den Pipeline-segmenten mithilfe von externen Kennziffern bzw. Verteilschlüsseln zugeordnet, z.B. Wiederbeschaffungskosten. Die Wiederbeschaffungskosten (Ersatzkosten), als Indikator für die Größe der verschiedenen Pipeline-segmente, dienen somit in der Berechnung als externer Schlüssel. Dieser Ansatz steht weitgehend im Einklang mit der Berechnung der Tarife auf Basis von Grenzkosten. Ein weiterer Vorteil dieses Ansatzes besteht darin, dass er einen geringeren Informationsbedarf bzw. ein geringeres Präzisionsniveau als der erste Ansatz voraussetzt. Zudem werden Netzentgeltunterschiede aufgrund heterogenen Anlagenalters vermieden und es wird eine gewisse Preisstabilität gewährleistet.

Aufgrund der offensichtlichen Vorteile des zweiten Ansatzes, verwendet KEMA die Wiederbeschaffungskosten der Pipeline-segmente, um die zulässigen Erlöse auf die jeweiligen Segmente zu verteilen. Das heißt, wenn der Wiederbeschaffungswert eines Pipeline-segmentes 5% des Wiederbeschaffungswertes des gesamten Netzes beträgt, beträgt der diesem Segment zugeordnete zulässige Erlös dementsprechend 5% des Gesamterlöses. Die Einnahmen aus dem Verkauf der Kapazitäten dieses Pipeline-segmentes sollten dementsprechend 5% der zulässigen Erlöse decken.

Die von den Fernleitungsnetzbetreibern angegebenen Wiederbeschaffungswerte wurden im Rahmen der Modellierung zunächst einer Plausibilitätsprüfung unterzogen. Basierend auf den technischen Spezifikationen der Anlagen wurden eigene Wiederbeschaffungswerte berechnet, gestützt auf eigene Datenbestände.

Der Vergleich zeigt, dass die berechneten Wiederbeschaffungswerte in der gleichen Größenordnung liegen, wie die von den Netzbetreibern angegebenen Werte. Noch wichtiger, der resultierende Schlüssel für die Verteilung der zulässigen Erlöse ist nahezu identisch, unabhängig davon ob die tatsächlichen Wiederbeschaffungskosten nach Angabe der Fernleitungsnetzbetreiber oder generische Werte verwendet werden. Für die Tarifmodellierung ist der tatsächliche Wiederbeschaffungswert von nachrangiger Bedeutung. Nur der Anteil des Wiederbeschaffungswertes eines Pipelinesegmentes in Bezug auf den Wiederbeschaffungswert des gesamten Netzes ist für die Berechnung relevant.

#### **Schritt 4: Zuordnung der Spitzenlast zu den Pipelinesegmenten und die Berechnung der Stückkosten**

Der vierte Schritt bei der Tarifberechnung ist die Zuordnung der Gasflüsse zu den verschiedenen Netzabschnitten. Die Fluss-Daten, die für diese Analyse verfügbar waren, basierten auf einer begrenzten Anzahl ausgewählter Peak-Tage im Jahr 2010. Es erwies sich daher als schwierig, kohärente Daten eines bestimmten Tages zu finden, an dem alle Netzabschnitte mit ihrer maximalen Kapazität betrieben wurden. Daher wurden die gebuchten Kapazitäten im Jahr 2010 für die verschiedenen Ein- und Ausspeisepunkte als Proxy für die Spitzenlast eingesetzt. Unter Verwendung der gebuchten Kapazitäten wurden die Gasflüsse jedes Pipelinesegments berechnet, um eine ausgewogene Angebots-/Nachfrage-Situation sicherzustellen.

Der zulässige Erlös, der durch die Verwendung eines Leitungsabschnittes gedeckt werden muss, kann durch die Spitzenlast, die durch diesen Abschnitt fließt, dividiert werden. Somit entsprechen die Kosten für die Nutzung (Transport von einem Kubikmeter Gas) dieses Abschnittes, auch den Stückkosten dieses Abschnittes.

#### **Schritt 5: Berechnung der Ein- und Ausspeisetarife**

Es ist nicht möglich, die Stückkosten der Pipeline-Abschnitte direkt als Tarife zu verwenden. Gründe dafür sind: Im Entry-Exit-System haben einige individuelle Pipelines keinen festgelegten Tarif. Sie beliefern zum Beispiel keine Ein- oder Ausspeisepunkte, sondern fungieren als eine Art Rückgrat des Fernleitungsnetzes. Die Stückkosten eines solchen Pipeline-Abschnittes können nicht durch Ein- oder Ausspeisetarife abgedeckt werden, da keine Ein- oder Ausspeisung in diesem Segment stattfindet. Darüber hinaus könnte ein solches Pipelinesegment für den Transport von Gas zwischen zwei benachbarten Abschnitten verwendet

werden. Aufgrund dessen sollten die Stückkosten dieses speziellen Pipeline-Systems, den beiden benachbarten Abschnitten zugerechnet werden.

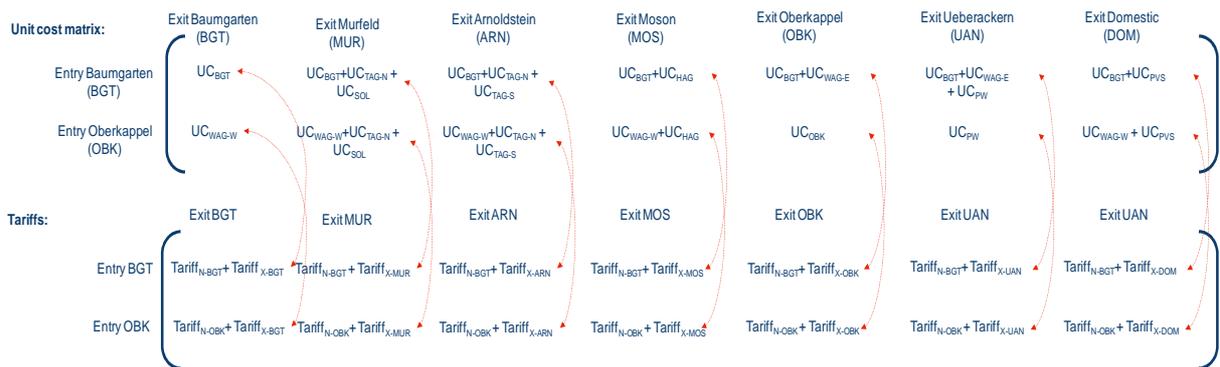
Aus den genannten Gründen sind zusätzliche Schritte für die Tarifberechnung erforderlich. Zunächst erfolgt die Erstellung einer Stückkostenmatrix. Diese Stückkostenmatrix hat so viele Zeilen wie Ausspeisepunkte und so viele Spalten wie Einspeisepunkte. Die Werte dieser Matrix entsprechen der Summe der individuellen Stückkosten der verschiedenen Leitungsabschnitte, d.h. die Kosten für die Kapazität zum Transport eines Kubikmeters Gas von einem Einspeise zu einem Ausspeisepunkt. Somit ergeben sich für jede dieser Kombinationen die gesamten Stückkosten, indem die Kosten des jeweiligen Transportpfads von Ein- zu Ausspeisepunkt addiert werden.

	Exit Baumgarten (BGT)	Exit Murfeld (MUR)	Exit Arnoldstein (ARN)	Exit Moson (MOS)	Exit Oberkappel (OBK)	Exit Ueberackern (UAN)	Exit Domestic (DOM)
Entry Baumgarten (BGT)	$UC_{BGT}$	$UC_{BGT} + UC_{TAG-N} + UC_{SOL}$	$UC_{BGT} + UC_{TAG-N} + UC_{TAG-S}$	$UC_{BGT} + UC_{HAG}$	$UC_{BGT} + UC_{WAG-E}$	$UC_{BGT} + UC_{WAG-E} + UC_{PW}$	$UC_{BGT} + UC_{PVS}$
Entry Oberkappel (OBK)	$UC_{WAG-W}$	$UC_{WAG-W} + UC_{TAG-N} + UC_{SOL}$	$UC_{WAG-W} + UC_{TAG-N} + UC_{TAG-S}$	$UC_{WAG-W} + UC_{HAG}$	$UC_{OBK}$	$UC_{PW}$	$UC_{WAG-W} + UC_{PVS}$

**Abbildung 2: Stückkostenmatrix**

Quelle: KEMA

Die Kosten für den Transport von einem Einspeise- zu einem Ausspeisepunkt (Tarif Entry + Tarif Exit) sollten den für diese Transportroute berechneten Stückkosten so nah wie möglich sein. Dies bedeutet, dass die Summe aus dem Tarif an einem bestimmten Einspeisepunkt und einem bestimmten Ausspeisepunkt, dem Wert aus der Matrix näherungsweise entsprechen sollte. Dieser Zusammenhang ist schematisch in der untenstehenden Abbildung (Abbildung 3) dargestellt.



**Abbildung 3: Stückkostenmatrix (oben) und ihre Beziehung zu dem Netztarif (unten, N=Einspeise und X=Ausspeise)**

Quelle: KEMA

Durch Minimierung der Summe der quadratischen Abweichungen (Methode der kleinsten Quadrate) zwischen den Werten der Stückkostenmatrix und der Summe der entsprechenden Ein- und Ausspeisetarife, können kostenorientierte Tarife geschätzt werden. Diese Minimierungsaufgabe erfordert die Verwendung mathematischer Optimierungstools. Unter Bezugnahme auf Abbildung 13, sieht die Zielfunktion für die Minimierungsaufgabe wie folgt aus:

$$\text{Minimiere} \quad \sum_{ij} (C_{ij} - (TN_i + TX_j))^2$$

$$\text{unter der Nebenbedingung} \quad TN_i, TX_j > 0 \quad \forall i, j$$

$C_{ij}$  = Summe der Stückkosten für den Gastransport vom Einspeisepunkt  $i$  zum Ausspeisepunkt  $j$

$TN_i$  = Einspeisetarif  $i$  (muss noch berechnet werden)

$TX_j$  = Ausspeisetarif  $j$  (muss noch berechnet werden)

Zur Lösung des resultierenden nichtlinearen Problems werden Werte für die einzelnen Tarife ermittelt, die die Summe der quadrierten Differenzen minimiert. Somit erhält man erste Ausgangswerte für die Tarife.

Allerdings könnten sich die Erlöse, die durch Verwendung dieser Ausgangstarife (durch Multiplikation mit den gebuchten Kapazitäten an jedem Netzkopplungspunkt) generiert werden, von den im Rahmen der Regulierung zulässigen Erlösen unterscheiden. Dieses Problem lässt sich leicht durch eine Skalierung sämtlicher Tarife beseitigen, so dass die Planerlöse den zulässigen Erlösen entsprechen. Die so ermittelten Tarife sind in der nachstehenden Tabelle (Tabelle 1) dargestellt.

Exit	Tarif [EURO/m3/h/y]	Entry	Tarif [EURO/m3/h/y]
Baumgarten	31.36	Baumgarten	7.99
Murfeld	47.06	Oberkappel	12.81
Arnoldstein	42.30	Überackern	na
Mosonmagyarovar	15.51		
Oberkappel	53.63		
Überackern	17.94		
Domestic PVS	13.94		
Domestic WAG	0.00		
Domestic TAG	0.00		

**Tabelle 1: Berechnete Netznutzungstarife – Szenariovariante**

Bei der Überleitung auf ein neues System, ist die Stabilität und relative Vergleichbarkeit der neu berechneten Tarife ein wichtiger Aspekt. Daher wird ein Vergleich der Kosten für den Transport im alten System und im neuen entkoppelten Entry-Exit-System durchgeführt und die Veränderungen werden bewertet. Für diesen Vergleich wurden die aktuellen Punkt-zu-Punkt (P2P)-Transit-Tarife in das Modell integriert.

### Schritt 6: Feinjustierung des Tarifsystems

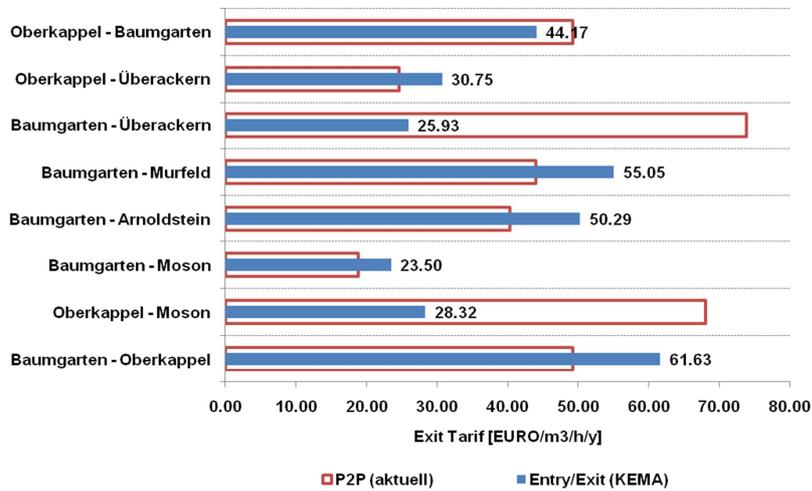
Die durch das bisherige Vorgehen kalkulierten Tarife sind mathematisch korrekt, jedoch berücksichtigen sie nicht den Übergang zum neuen Modell. Daher werden in einem weiteren Schritt, in denen die Tarife entsprechend geltender Nebenbedingungen feinjustiert werden, die eigentlichen Tarife modelliert.

Spezifische Einschränkungen (Nebenbedingungen) wurden im Optimierungsalgorithmus angewendet, um zusätzliche Anforderungen an die zu berechnenden Tarife abzubilden. So könnten zum Beispiel die folgenden Bedingungen/Einschränkungen verwendet werden:

- Begrenzung der Abweichung der neuen Tarife im Vergleich zu den alten Tarifen (z.B. +/-20% oder +/-10%)
- Gleiche Tarife an bestimmten Ein -und/oder Ausspeisepunkten
- Uniforme oder (unterschiedlich stark) differenzierte Tarife in der inländischen Ausspeisezone
- Entry/Exit-Split bei der Erlösdeckung (20/80% oder 50/50%)

Die Verwendung von multiplen Nebenbedingungen kann in einigen Fällen zu keinem eindeutigen Ergebnis führen (d.h. es kann unmöglich sein, alle Einschränkungen gleichzeitig zu erfüllen). Verschiedene Kombinationen von Beschränkungen wurden in einer Reihe von

Szenarien betrachtet. Nachfolgend werden die Ergebnisse für eines dieser Szenarien dargestellt.



**Abbildung 4: Vergleich der entkoppelten Entry-Exit-Tarife mit den aktuellen P2P-Tarifen für Szenariovariante**

## **Appendix 3: Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen und der Engpassmanagementverfahren nach Verordnung (EG) Nr. 715/2009**

Anhang I Kapitel 2.1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 konkretisiert die Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen und der Engpassmanagementverfahren insofern, dass von den Mechanismen und Verfahren in möglichst großem Umfang geeignete ökonomische Signale im Hinblick auf die effiziente Nutzung technischer Kapazitäten ausgehen und sie Investitionen in neue Infrastruktur erleichtern müssen.

Anhang I Kapitel 2.2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 konkretisiert die Grundsätze des Engpassmanagementverfahrens bei vertraglich bedingten Engpässen: Falls die kontrahierte Kapazität nicht genutzt wird, stellen die Fernleitungsnetzbetreiber diese Kapazität auf dem Primärmarkt auf unterbrechbarer Basis durch Verträge mit unterschiedlicher Laufzeit zur Verfügung, sofern sie nicht vom jeweiligen Netznutzer zu einem angemessenen Preis auf dem Sekundärmarkt angeboten wird. Die Einnahmen aus der freigegebenen, unterbrechbaren Kapazität werden nach Regeln aufgeteilt, die von der jeweiligen Regulierungsbehörde festgelegt oder genehmigt worden sind. Die Regulierungsbehörden können unter Berücksichtigung der vorherrschenden speziellen Gegebenheiten einen angemessenen Preis für die freigegebene unterbrechbare Kapazität festlegen. Die Fernleitungsnetzbetreiber bemühen sich gegebenenfalls in angemessener Weise, dem Markt zumindest Teile der nicht genutzten Kapazität als verbindliche Kapazität anzubieten.

New EC CMP Guideline Comitology proposal vom 6. Oktober 2011.<sup>55</sup>

Der Vorschlag (Entwurf) der Kommission zu den Leitlinien Kapazitätsmanagementprozeduren (CMP), um Kapitel 2.2 zu ersetzen, sieht folgende hier als Eckpunkte dargestellte Maßnahmen vor:

### 2.2.2. Kapazitätserhöhung durch Überbuchung und Vorkehrungen zum Rückkauf

1. Netzbetreiber sollen bis zum 1. Januar 2013 einen Überbuchungs- und Rückkaufmechanismus einführen.
2. Der Netzbetreiber erhält Transparenz- und Berichtspflichten zu dem System.
3. Die Maßnahme soll zusätzliche Kapazität verfügbar machen.

<sup>55</sup> Unverbindliche und inoffizielle Übersetzung durch KEMA

4. Die Überbuchung und Vorkehrungen zum Rückkauf sollen als Einnahmen- und Kostenteilungssysteme zwischen Ferngasnetzbetreibern und Netznutzern gestaltet werden. Im Falle tatsächlicher physischer Engpässe wird der Ferngasnetzbetreiber marktbasierete Rückkaufsprozeduren anwenden.
5. Der Überbuchungs- und Rückkaufsmechanismus soll sich auf statistische Szenarien zu dem wahrscheinlich nicht-genutzten Anteil der Kapazität beziehen.
6. Sollte sich auf der Basis historischer Daten und in der Kapazitätsangebots- und -nachfrageprognose herausstellen, dass ein vertraglicher Engpass höchst unwahrscheinlich ist, kann die Regulierungsbehörde von dem Mechanismus an dem besagten Punkt abweichen.

#### 2.2.3. Garantierte Day-Ahead-UIOLI

1. Sollte sich im Jahr 2015 zeigen, dass es vertragliche Engpässe im Rahmen der üblichen Kapazitätszuteilungsprozesse für Produkte mit einer Laufzeit von einem Monat oder mehr gegeben hat, gelten zum 1. 7. 2016 Restriktionen im Hinblick auf die Renominierungsrechte.
2. Die Agentur wird die Situation hinsichtlich der vertraglichen Engpässe bewerten.
3. Nationale Regulierungsbehörden können an jedem Koppelpunkt ein garantiertes Day-Ahead-UIOLI einführen.
4. Für den Fall, dass ein garantiertes UIOLI eingeführt wird, muss nicht-nominierte Kapazität als garantierte Day-Ahead-Kapazität angeboten werden.
5. An Grenzkoppelpunkten zweier angrenzender Netzbetreiber müssen die nationalen Regulierungsbehörden kohärente Festlegungen treffen.

#### 2.2.4 Rückgabe gebuchter und nicht-genutzter Kapazitäten

Ferngasnetzbetreiber müssen Regeln definieren, unter denen Netznutzer gebuchte Kapazitäten zurückgeben können, insofern vertragliche Engpässe existieren.

#### 2.2.5 Langfristiges UIOLI

1. Netznutzer verlieren Kapazitäten, welche systematisch nicht genutzt werden, insoweit
  - a. andere Netznutzer einen Anspruch erheben und diese Kapazität am Primärmarkt nicht erhalten können, und
  - b. der Netznutzer die nicht genutzten Kapazitäten unter realistischen Umständen nicht verkauft hat und
  - c. der Netznutzer weniger als 80% der über mehr als ein Jahr gebuchten Kapazität, ohne eine nachvollziehbare Erklärung vorlegen zu können, nutzt oder

- d. der Netznutzer die über mehr als ein Jahr gebuchte Kapazität während eines Wintermonats nicht nutzt.
2. Die Anwendung eines kurzfristigen UIOLI soll nicht als Rechtfertigung für ein langfristiges UIOLI bewertet werden.
3. Netzbetreiber sind mit Transparenz- und Berichtspflichten belegt.
4. Die nationale Regulierungsbehörde kann den Entzug von Kapazitäten einfordern.
5. An Grenzkoppelpunkten zweier angrenzender Netzbetreiber müssen die nationalen Regulierungsbehörden kohärente Festlegungen treffen.

Der Entzug resultiert in einem teilweisen oder vollständigen Entzug für eine gewisse Frist oder für den gesamten verbleibenden Zeitraum. Außerdem können die Nominierungsrechte des Netznutzers eingeschränkt werden.

**Die Leitlinien für Kapazitätsallokationsmechanismen<sup>56</sup> („Leitlinien CAM“) sehen Auktionen als Standard-Allokationsmechanismus vor.**

In diesen Vorgaben wird für einen von ACER zu genehmigenden Network Code vorgeschrieben, dass garantierte und unterbrechbare Kapazitäten für jegliches Zeitintervall über Auktionen zugeteilt werden. Eine mögliche Ausnahme kann für Within-Day-/Intraday-Kapazitäten vorgesehen werden.

Der Auktionsalgorithmus muss anonyme, transparente online-basierte Auktionen vorsehen und jeglichen Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung verhindern. Das Auktionsdesign soll harmonisiert sein, um an allen Grenzkoppelpunkten der EU anwendbar zu sein.

Insbesondere soll ein voll-harmonisierter Ansatz für das Auktionsdesign von garantierter Day-Ahead-Kapazität verabschiedet werden. Allerdings sollte dieser Ansatz bereits bestehende Anstrengungen zur Implementierung von impliziten Auktionen nicht ver- oder behindern. Wo ein harmonisierter Ansatz für längerfristige Kapazitäten aufgrund guter Gründe nicht möglich ist, sollen aneinander liegende Fernleitungsnetzbetreiber zumindest an gemeinsamen Grenzkoppelstellen die gleichen Regeln anwenden.

Als Reservepreis in den Auktionen für garantierte und unterbrechbare Kapazitäten sollen die regulierten Tarife zur Anwendung kommen, insofern keine anderen Vorkehrungen in den

---

<sup>56</sup> Framework Guidelines on Capacity Allocation Mechanisms for the European Gas Transmission Network, FG-2011-G-001, 3 August 2011

---

Leitlinien für Methoden der Tarifbildung der Kommission<sup>57</sup> oder den Leitlinien bezüglich harmonisierter Tarifstrukturen getroffen werden<sup>58</sup>.

3.1.5 der Leitlinien fordert, dass Ferngasnetzbetreiber Within-Day-Kapazität vergeben, wenn nicht die gesamte Day-Ahead-Kapazität vergeben worden ist. Auch für die als unterbrechbar anzubietende Within-Day-Kapazität sollen aneinander liegende Netzbetreiber den gleichen Allokationsmechanismus einführen, also entweder einen First-Come-First-Served-Ansatz oder Auktionen mit gleichen Fristen und Zeiten.

Die Umsetzung der Leitlinien kann nach der Komitologie eine Übergangsperiode beinhalten, bevor Auktionen als verbindliche Methode eingesetzt werden. Während dieser Übergangsperiode soll auf jeden Fall sichergestellt werden, dass aneinander liegende Netzbetreiber harmonisierte Zuteilungsmechanismen anwenden.

Grundsätzlich sollte nach 3.2 der Leitlinien CAM jegliche in einem Zuteilungsfenster nicht zugeteilte Kapazität in das darauf folgende Zuteilungsfenster gereicht werden. Das bedeutet beispielsweise, dass nicht verkaufte Kapazitäten aus dem 3. Frontmonatsprodukt und inzwischen ggf. zurückgegebene bei der nächsten Auktion von Monatsprodukten als 2. Frontmonatsprodukt angeboten werden. Alle dort nicht zugeteilten Kapazitäten aus der vorhergehenden Auktion und ggf. zurückgegebene Kapazitäten werden wiederum bei der darauf folgenden Monatsauktion dann als 1. Frontmonatsprodukt aufgenommen.

3.3 der Leitlinien sieht vor, dass aneinander liegende Netzbetreiber gemeinsame „booking platforms“ zur Zusammenführung der komplementären Kapazitäten etablieren. Die Buchungsplattform soll einen anonymen, web-basierten Handel von Primär- und Sekundärkapazitäten ermöglichen. Jegliche beide Netzbetreiber verbindende Kapazität muss über diese Plattform zugeteilt werden, es sei denn, an diesen Punkten gibt es implizite Zuteilungsmechanismen.

---

<sup>57</sup> Gemäß dem in Artikel 23 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 beschriebenen Prozess.

<sup>58</sup> Artikel 8 Abs. 6 g) der Regulierung (EG) Nr. 715/2009.

